LAPORAN TAHUNAN 2019

MEDCOENERGI

40 years young

MEDCOENERGI

Berawal pada tahun 1980 sebagai perusahaan jasa pengeboran Indonesia pertama, MedcoEnergi telah berkembang menjadi perusahaan energi dan sumber daya alam yang terdaftar di Bursa Efek Indonesia, dengan tiga segmen bisnis utama yaitu: Minyak & Gas, Ketenagalistrikan, dan Pertambangan.

Kami berkomitmen terhadap keberlanjutan dengan tiga pilar utama: Kepemimpinan dari dan oleh Pekerja, Pengembangan Sosial dan Lingkungan Hidup, serta Pemberdayaan Masyarakat Lokal.

The Energy

Ophir

Thailand
Vietnam
Malaysia
Sumatra
Kalimantan
Java
19
20
18
21
23
1
13
2
17
15
16
14
3
4
5
7
8
9
22
25
11
6
10
12
MEXICO
LIBYA
YEMEN
THAILAND
VIETNAM
MALAYSIA
TANZANIA
OMAN

1	Blok A Aceh
2	Sarulla Geotermal
3	Riau IPP
4	South Sumatra Region
5	Sumatra IPP
6	Cibalapulang Mini Hydro
7	The Energy Building (HQ)
8	Pusaka Mini Hydro
9	Sampang

10	Ijen Geotermal
11	Madura Offshore
12	Tambang Batu Hijau & Elang
13	PM322 Malaysia
14	Batam IPP
15	Blok B Laut Natuna Selatan
16	South Sokang
17	North Sokang
18	Chim Sao and Dua

19	Sinphuhorm
20	Bualuang
21	Bangkanai
22	West Bangkanai
23	Bengara
24	Tarakan
25	Simenggaris
26	Senoro-Toili
27	Donggi Senoro LNG

MINYAK & GAS
- Produksi
- Eksplorasi
- Pengembangan

KETENAGA LISTRIKAN
- Kapasitas Terpasang
- Pengembangan

PERTAMBANGAN
- Produksi
- Pengembangan
- Eksplorasi

DAFTAR ISI

01 | Kinerja 2019

Laporan Dewan Komisaris	14
Laporan Direksi	16
Laporan Direktur & Chief Executive Officer	18
Pencapaian	20
Penghargaan dan Sertifikat	21

02 | Diskusi & Pembahasan Manajemen

Tinjauan Keuangan	24
Laporan Laba Rugi	25
Neraca Keuangan	25
Belanja Modal	26
Likuiditas dan Dividen	27
Prospek dan Tantangan Minyak & Gas	27
Pemasaran dan Kontrak Baru Penjualan Gas	27

03 | Aktivitas Bisnis

Minyak & Gas	30
Akuisisi Ophir	32
Ketenagalistrikan	38
Pertambangan	40
Lainnya	41

04 | Profil Perusahaan

Sejarah Perseroan	44
Sekilas MedcoEnergi	45
Visi, Misi dan Nilai-Nilai Perusahaan	46
Struktur Organisasi	47
Struktur Perseroan	48
Profil Dewan	50
Data Perseroan	53
Sumber Daya Manusia	54
Ikhtisar Keuangan	56
Ikhtisar Operasional	57
Komposisi Pemegang Saham	59
Surat Berharga MedcoEnergi	60
Alamat Kantor Perseroan dan Institusi Pendukung	67

05 | Berkelanjutan

Kebijakan Keberlanjutan	70
Ikhtisar Keberlanjutan	71

PT Medco Energi Internasional Tbk
Laporan Tahunan 2019 tersedia di:

www.medcoenergi.com

Informasi lebih lanjut, kunjungi
www.medcoenergi.com

06 | Tata Kelola Perusahaan

Prinsip GCG	74
Rapat Umum Pemegang Saham	74
Tugas Dewan	76
Dewan Komite	77
Manajemen Risiko	82
Kontinuitas Bisnis	82
Sekretaris Perusahaan	82
Audit Internal	82
Kode Etik	83
Sistem Pelaporan Pelanggaran	84
Program ESAP dan MSAP	84

07 | Lampiran

Referensi Peraturan Laporan Tahunan OJK	88
Daftar Singkatan	96
Laporan Keuangan	98

BISNIS KAMI

TIGA SEGMEN BISNIS UTAMA

- Minyak & Gas
- Ketenaga-listrikan
- Pertambangan

Minyak dan Gas

11 Aset Produksi Darat

5 Aset Produksi Lepas Pantai

9 Aset Eksplorasi

Aset **9** Negara

Ketenaga-listrikan

638 MW
Kapasitas IPP

2.150 MW
Kapasitas O&M

6 Operasi IPP
Gas

1 Operasi
IPP Geotermal

2 Operasi
IPP Mini Hidro

Sumber Daya Manusia

4.000
Pekerja

10.000
Kontraktor

600
Profesional Petro-Teknik

ESG

0,58
TRIR - E&P

0,44
TRIR - Ketenagalistrikan

AS$3,9 juta
Biaya CSR

19%
Dibanding Tahun Sebelumnya
Pengurangan Emisi E&P

Pertambangan

25.000 ha
Area konsesi pertambangan mineral

120.000
ton/hari fasilitas pemrosesan

PENCAPAIAN

Konsolidasi EBITDA

AS$660 juta

Pro forma **AS$802** juta

Minyak & Gas

103 MBOEPD
Produksi Minyak & Gas

115 MBOEPD (Pro forma)
Produksi Minyak & Gas

9,3 AS$/BOE
Biaya Unit

39 MBOPD
Produksi Minyak

342 MMSCFD
Produksi Gas

301 MMBOE
Cadangan Terbukti dan Terduga

943 MMBOE
Cadangan Kontijensi

Ketenagalistrikan

Riau IPP
275 MW
target COD pertengahan 2021

2.600 Gwh
Total IPP Sold

Pertambangan

Fase 7
Produksi Pertama pertengahan 2020

130 Mlbs
Produksi Tembaga

56 Koz
Produksi Emas

	2018	2019	Δ%
Cadangan Terbukti - 1P (MMBOE)	222,0	225,9	1,8%
Cadangan Terbukti dan Terduga - 2P (MMBOE)	281,7	300,9	6,8%
Produksi Minyak dan Gas (MBOEPD)	84,7	102,8	21,5%
Harga Jual Rata-Rata Minyak (AS$/barel)	67,8	62,5	(7,8%)
Harga Jual Rata-Rata Gas (AS$/MMBTU)	6,4	6,7	4,7%
EBITDA (AS$ juta)	585,3	660,1	12,8%
EBITDA Pro Forma (AS$ juta)	585,3	802,2	37,1%

01.
KINERJA 2019

Laporan Dewan Komisaris	14
Laporan Direksi	16
Laporan Direktur & Chief Executive Officer	18
Pencapaian Perseroan	20
Penghargaan dan Sertifikat	21

DEWAN KOMISARIS

Dari kiri ke kanan

1. **Muhammad Lutfi** | Komisaris Utama
2. **Bambang Subianto** | Komisaris Independen
3. **Yani Y. Panigoro** | Komisaris
4. **Marsillam Simanjuntak** | Komisaris Independen
5. **Yaser Raimi A. Panigoro** | Komisaris

DIREKSI

Dari kiri ke kanan

1. **Roberto Lorato** | Direktur & Chief Executive Officer (CEO)
2. **Ronald Gunawan** | Direktur & Chief Operating Officer (COO)
3. **Hilmi Panigoro** | Direktur Utama
4. **Anthony R. Mathias** | Direktur & Chief Finance Officer (CFO)
5. **Amri Siahaan** | Direktur & Chief Human Capital & Business Support Officer (CHCBSO)

LAPORAN
DEWAN KOMISARIS

“Tanggung jawab sosial dan lingkungan merupakan inti dari strategi kami untuk menghasilkan pertumbuhan berkelanjutan yang bermanfaat bagi semua pemangku kepentingan”

Muhammad Lutfi
Presiden Komisaris

Perhatian domestik Indonesia pada 2019 difokuskan pada Pemilihan presiden pada bulan April dan pengangkatan kabinet baru pada bulan Oktober mengakibatkan perlambatan yang tidak terhindarkan pada kegiatan pemerintah di dalam negeri. Secara internasional, volatilitas sentimen pasar dari hubungan perdagangan AS dan China terus mempengaruhi pasar modal dan harga minyak internasional. Namun meski dengan adanya turbulensi ringan ini, tahun 2019 ditutup lebih positif daripada tahun sebelumnya.

Sepanjang 2019, Perseroan terus menjaga komitmennya untuk mencapai pertumbuhan yang berkelanjutan, capaian yang signifikan dalam operasi, keuangan, serta tata kelola perusahaan. Setelah empat dasawarsa bekerja keras, kini kami adalah perusahaan energi dan sumber daya alam terkemuka di Asia Tenggara.

Meski demikian, kita menyadari saat ini dunia sedang menghadapi tantangan yang luar biasa. Pandemi virus korona meluas begitu cepat, dengan dampak yang mengkhawatirkan di berbagai tempat. Upaya global untuk menahan penyebaran virus ini membawa dampak ekonomi yang berat. Menurunnya tingkat permintaan dalam pasar energi sementara pasokan meningkat tajam, menjadikan kondisi yang sangat menantang bagi industri kita.

Evaluasi Manajemen dan Pelaksanaan Strategi

Pada 2019, Direksi dapat melaksanakan strategi korporat dengan hasil yang sangat baik. Hal ini dapat dilihat dari tuntasnya akuisisi Ophir, tingkat produksi minyak dan gas pada akhir tahun, peningkatan efisiensi produksi, peningkatan kapasitas pembangkitan tenaga listrik, penyelesaian proyek utama dengan sangat baik, pembiayaan yang sangat efisien terhadap ekspansi bisnis, serta penyempurnaan sistem manajemen.

Pencapaian ini tentunya tidak diraih tanpa tantangan dan Dewan Komisaris mengapresiasi ketekunan Direksi dalam mendorong organisasi agar terus menyempurnakan praktek dan prosedur, terutama dalam bidang tata kelola perusahaan dan K3L.
Dewan Komisaris berpendapat bahwa strategi pertumbuhan berkelanjutan Direksi kembali terbukti dalam menghasilkan nilai yang berarti bagi para pemangku kepentingan di tahun 2019.

Tata Kelola Perusahaan yang Baik dan Peran Komite di bawah Dewan Komisaris

Dewan Komisaris mengapresiasi kinerja komite di bawah Dewan Komisaris, terutama dalam peran sebagai penasehat bagi Direksi terkait penerapan tata kelola perusahaan yang baik. Penyempurnaan sistem manajemen pada 2019 tidak akan tercapai tanpa peran para komite.

MedcoEnergi berkomitmen terhadap tata kelola perusahaan pada standar tertinggi dan Dewan Komisaris akan terus menjaga komitmen ini.

Pada 2019, Perseroan tidak mengubah komposisi baik Dewan Komisaris maupun Direksi.

Prospek Usaha

Dewan Komisaris yakin bahwa Direksi telah menjaga fokus ketiga segmen usaha Perseroan. Perseroan akan terus mengembangkan sumber daya, mengidentifikasikan dan memanfaatkan sinergi di dalam kelompok usaha MedcoEnergi melalui integrasi aset, dan senantiasa meningkatkan efisiensi dan daya tahan.

Prospek usaha Perseroan terwujud apabila dikombinasikan dengan manajemen risiko yang baik dan apabila komitmen terhadap keberlanjutan dikelola dengan kerangka yang jelas.

Manajemen Keberlanjutan dan Risiko

Pada 2019, Perseroan melanjutkan penyempurnaan metodologi manajemen risiko pada kelompok usaha, sesuai dengan kerangka *Enterprise Risk Management* (ERM), serta melakukan asesmen triwulanan secara seksama oleh Komite Manajemen Risiko. Kami melaporkan secara khusus bahwa, risiko utama operasional, komersial, dan keuangan yang dihadapi Perusahaan telah dikelola secara efektif.

Perseroan berkomitmen untuk memenuhi tujuan pembangunan berkelanjutan yang sejalan dengan *Sustainable Development Goals* (SDGs) PBB. Penerbitan Laporan Keberlanjutan kami mencerminkan upaya dan tindakan kami untuk memajukan pembangunan berkelanjutan di seluruh operasi kami dan komunitas di sekitarnya.

Perseroan telah menyelesaikan tahap pertama dari Peta Keberlanjutan 2017-2021 pada tahun ini. Komitmen Perseroan terhadap keberlanjutan telah dijabarkan kebijakan perusahaan yang terdiri atas tiga pilar: kepemimpinan bagi dan oleh pekerja, pembangunan sosial dan lingkungan, serta pemberdayaan masyarakat lokal. Penerapan program 2019 dirinci dalam Laporan Keberlanjutan, yang diterbitkan secara terpisah dari Laporan Tahunan ini.

Apresiasi

Atas nama Dewan Komisaris, saya ingin menggunakan kesempatan ini untuk mengucapkan terima kasih kepada semua pemegang saham, mitra, dan pemangku kepentingan lainnya atas dukungan yang tiada henti. Dewan Komisaris juga ingin menyampaikan apresiasi kepada Direksi, Manajemen, serta semua pekerja atas dedikasi mereka untuk membesarkan Perseroan sesuai dengan nilai perusahaan: Profesional, Etis, Terbuka, dan Inovatif. Pada tahun 2020, MedcoEnergi memasuki usia keempat puluh. *We are 40 years young!*

Muhammad Lutfi
Presiden Komisaris

LAPORAN DIREKSI

"Pada tahun 2020, MedcoEnergi memasuki usia keempat puluh. *We are 40 years young!*"

Hilmi Panigoro
Direktur Utama

Mencapai usia 40, MedcoEnergi telah berkembang menjadi perusahaan minyak dan gas terkemuka Asia Tenggara dengan cadangan yang besar dan tingkat produksi di atas 100.000 BOE per hari dengan komitmen Lingkungan, Sosial, dan Tata Kelola (ESG) yang kuat.

Akan tetapi, kita menghadapi tantangan luar biasa akibat pandemi virus korona, berikut dampak sosial dan ekonominya. Fokus utama kami tentu menjaga keselamatan dan kesehatan para pekerja dan kontraktor, sementara pada saat yang sama meminimalkan dampaknya terhadap bisnis kami.

Kami bersikap siaga dan siap menghadapi berbagai kemungkinan. Saat ini, strategi kami tetap menerapkan struktur biaya yang kompetitif dan disiplin keuangan yang ketat di ketiga segmen bisnis utama kami untuk menjaga likuiditas dan fokus ESG kami serta mengurangi dan menjadwal ulang pengeluaran modal.

Tinjauan Ekonomi Makro

Pada 2019, pasar energi dan sumber daya alam global memiliki harga minyak yang relatif stabil, dengan harga penutupan Brent AS$67 per barel. Namun, pada awal 2020, tekanan akibat peningkatan pasokan, bersamaan turunnya tingkat permintaan secara mendadak dipicu oleh tanggap darurat sosial dalam mengatasi pandemi virus Korona, mengakibatkan turunnya harga minyak secara dramatis. Pasa saat negara-negara di seluruh dunia mulai melonggarkan pengetatan pergerakan dan membuka kembali tempat usaha, permintaan terhadap energi (dan komoditas) mulai kembali. Prakiraan jangka pendek pasar energi masih tidak menentu dan dinamis, namun melihat pengalaman sebelumnya, pasar energi global akan kembali seimbang dan harga-harga pulih kembali.

Tanpa memperkecil arti tantangan yang dibawa oleh pandemi virus korona, ekonomi Indonesia akan terus tumbuh dan permintaan terhadap energi yang andal dan terjangkau akan mengikutinya. Indonesia sangat berpotensi untuk mengembangkan tenaga listrik yang bersih dan terbarukan, karena negara ini merupakan produsen gas alam terbesar di Asia Tenggara dan memiliki banyak sumber daya energi terbarukan. Mengingat gas alam dan sumber daya energi terbarukan berasal dari dalam negeri, hal ini dapat bermanfaat bagi Indonesia untuk mengurangi ketergantungan terhadap impor minyak dan memperkuat neraca perdagangan.

Kinerja Perseroan tahun 2019

Penuntasan akuisisi perusahaan terbuka Inggris, Ophir Energy plc, di bulan Mei 2019 merupakan salah satu capaian terbesar dalam kinerja Perseroan. Di sepanjang tahun kami telah mencapai hasil yang solid dan akuisisi Ophir langsung meningkatkan kinerja finansial kami. Perseroan mencapai EBITDA sebesar AS$660 juta, Laba Bersih AS$592 juta, dan EBITDA pro forma Ophir AS$802 juta.

Akuisisi Ophir secara langsung menambah EBITDA tujuh bulan sebesar AS131 juta, dengan biaya akuisisi tak berulang sebesar AS$35 juta dan biaya integrasi sebesar AS$11 juta. Pro forma Ophir EBITDA adalah AS$238 juta. Sinergi tahunan berulang dari akuisisi akan mencapai lebih dari AS$50 juta.

Rugi Bersih tercatat AS$27 juta (Rugi Bersih 2018 AS$51 juta), dimana laba bersih dari segmen Minyak dan Gas dan Ketenagalistrikan diimbangi dengan rugi yang lebih besar di Amman Mineral Nusa Tenggara (AMNT) sebesar AS$49 juta.

Kami terus merasionalisasi portofolio kami. Pada 2019, kami berhasil menuntaskan penjualan aset minyak dan gas di AS, Tunisa dan Blok 5 di Meksiko, menjual 35% saham kami di PSC Rimau dan South Sumatra, serta aset eksplorasi laut dalam di Bangladesh, Vietnam, Guinea Khatulistiwa, Aru dan Papua Barat. Perseroan juga menjual 51% saham AMG (Gedung The Energy), Geotermal Ijen, Jawa Timur, dan monetisasi pinjaman pemegang saham Amman Mineral Nusa Tenggara (AMNT) dan melanjutkan dilusi saham tersebut pada tahun 2019 dan 2020.

Pada akhir 2019, kami telah memenuhi komitmen untuk mengurangi Hutang Bruto terbatas sebesar AS$2,5 miliar setelah menggunakan kas efektif sebesar AS$300 juta untuk akuisisi Ophir. Perseroan menutup tahun dengan likuiditas yang kuat sangat baik pada akhir tahun, dengan kas dan ekuivalen kas sebesar AS$596 juta dengan dana pembayaran obligasi Rupiah yang akan jatuh tempo 2020 sudah tersedia di *escrow.*

Perseroan memperoleh peningkatan peringkat B+ dari S&P Ratings, B1 dari Moody's pada awal Januari 2020, sementara Fitch mempertahankan peringkat B+. Namun, dengan turunnya harga minyak akhir-akhir ini, Moody's dan S&P akan melakukan penyesuaian apabila harga minyak tetap rendah untuk kurun waktu yang relatif lama dan akan menurunkan *outlook* MedcoEnergi dari stabil menjadi negatif, sementara Fitch tidak berubah.

Perseroan juga memperoleh peningkatan peringkat ESG MSCI ke BB, setelah menerbitkan Laporan Keberlanjutan terbaru yang mencerminkan peningkatan berkesinambungan menuju tujuan keberlanjutan jangka panjang.

Strategi 2020

Setelah penerbitan Obligasi AS$ pada Januari 2020, kami memiliki kas lebih dari AS$1,2 miliar, sehingga kami dapat mengamankan *bullet maturities* obligasi rupiah 2020 dan 2021. Obligasi global senior ini menempatkan kami dalam posisi yang sangat baik untuk mengatasi tantangan di masa sekarang ini.

Ke depan, MedcoEnergi akan terus fokus untuk memberikan nilai melalui peningkatan kinerja dan proyek pengembangan baru di ketiga segmen bisnisnya. MedcoEnergi akan terus mengejar pertumbuhan dengan nilai tambah melalui monetisasi cadangan yang ditemukan serta mengganti dan menambah cadangan melalui eksplorasi selektif berisiko rendah. Kami akan melanjutkan upaya untuk mengoptimalkan struktur biaya, lebih memanfaatkan sinergi di antara segmen bisnis kami, dan menjaga struktur permodalan yang terjaga, tata kelola yang ketat, serta keberlanjutan.

Akuisisi memiliki nilai tambah melalui peningkatan skala, kontrol, dan kompetensi organisasi yang menghasilkan peningkatan efisiensi, diversifikasi dan kesempatan untuk tumbuh. Dengan demikian, kami akan terus evaluasi peluang akuisisi dan mengembangkan kemitraan strategis yang tepat.

Implementasi Tata Kelola Perusahaan yang Baik

MedcoEnergi berkomitmen untuk mencapai tujuan keberlanjutan sesuai dengan Tujuan Pembangunan Berkelanjutan PBB. Pada 2019, Perseroan melanjutkan upaya untuk menerapkan lebih lanjut Kebijakan Keberlanjutan di dalam kelompok usahanya. Laporan Keberlanjutan diterbitkan sesuai dengan standar GRI dan dengan pemeriksaan Ernst & Young.

Manajemen terus menjunjung tinggi komitmen terhadap pembangunan berkelanjutan, berdasarkan kepemimpinan bagi dan oleh pekerja, pembangunan sosial dan lingkungan, serta pemberdayaan masyarakat lokal di samping menerapkan tata nilai perusahaan dan kebijakan usaha yang menjunjung kesetaran, keanekaragaman, dan inklusivitas, sesuai dengan prinsip bahwa manusia adalah aset utama Perseroan.

Lebih jauh, saya ingin melaporkan bahwa Manajemen telah mengadopsi Sistem Manajemen Anti Suap ISO 370001:2016, serta menjalankan asesmen tahunan risiko *fraud*, di samping meningkatkan kualitas sistem manajemen pengadaan. Manajemen juga telah meningkatkan investasi pendidikan dan pelatihan pekerja, yaitu sebanyak 75% pada 2019 dibandingkan tahun 2018, sebagian besar dalam bentuk program pengembangan kapasitas, termasuk *Senior Leadership Development Program.*

Apresiasi

Atas nama Direksi, saya ingin menyampaikan apresiasi kepada pemegang saham, pemberi pinjaman, pekerja, dan pelanggan MedcoEnergi atas dukungan dan kepercayaan mereka, serta kepada Dewan Komisaris atas bimbingannya. Tanpa komitmen bersama ini kami tidak dapat meraih pencapaian ini.

Hilmi Panigoro
Direktur Utama

LAPORAN DIREKTUR & CHIEF EXECUTIVE OFFICER

"Pada 2019, Perseroan tumbuh lebih kuat melalui akuisisi Ophir Energy, memposisikan MedcoEnergi sebagai perusahan energi dan sumber daya alam terkemuka Asia Tenggara"

Roberto Lorato
Direktur & Chief Executive Officer

Pada waktu laporan ini diterbitkan, dunia tengah menghadapi masa yang sangat sulit. Negara seluruh dunia sedang berjuang melawan pandemi virus korona. Menanggapi pandemi ini, MedcoEnergi mengambil semua langkah yang diperlukan untuk memastikan keselamatan para Pekerja dan Kontraktor, serta menjaga seluruh proses business utama dalam rangka melindungi bisnis Perusahaan. Kami memastikan bahwa upaya ini dilakukan sepenuhnya sesuai dengan kebijakan pemerintah di setiap negara tempat kami beroperasi.

Di samping darurat pandemi, kita juga sedang menghadapi jatuhnya harga minyak dunia secara tiba-tiba. Kami telah melakukan tinjauan yang seksama terhadap program modal kami agar sesuai dengan realitas ekonomi dan telah merevisi panduan produksi dan pengeluaran 2020.

Pencapaian dan Ikhtisar Operasional 2019

MedcoEnergi terus mencapai kinerja operasional yang kuat di ketiga segmen bisnisnya: Minyak dan Gas, Ketenagalistrikan, dan Pertambangan. Pada 2019, melalui akuisisi Ophir, kami menunjukkan kemampuan untuk melaksanakan transaksi yang kompleks, serta meraih pencapaian penting dalam upaya menjadi perusahaan energi dan sumber daya terkemuka di Asia Tenggara. Pada segmen Ketenagalistrikan, kami mengembangkan proyek Riau 275 MW di Riau, dengan target beroperasi pertengahan 2021. Pada segmen Pertambangan, AMNT memusatkan perhatian untuk penyelesaian Fase 7 yang telah sepenuhnya dibiayai, sambil terus memproses cadangannya.

MedcoEnergi berhasil menuntaskan akuisisi Ophir Energy plc (Ophir) senilai £408,4 juta pada 22 Mei 2019. Akuisisi ini telah memperkuat posisi migas kami di Asia Tenggara dengan skala produksi dan cadangan yang lebih besar, serta diversifikasi portofolio yang lebih baik. Dengan portofolio gabungan, produksi pro forma 2019 meningkat 35% dan mencapai 115 mboepd dan cadangan 2P dan 2C gabungan meningkat 61% dan mencapai 1.244 MMBOE. Melalui integrasi Ophir, kami menghasilkan sinergi tahunan sebesar AS$50 juta dan kami juga dapat memanfaatkan peningkatan kemampuan operasional untuk menyelesaikan proyek utama dan memonetisasi cadangan.

Blok A Aceh telah meningkatkan produksinya dan pada kuartal satu tahun 2020 menyelesaikan program pemeliharaan tahunan fasilitas Central Processing Plant (CPP), yang diperpanjang untuk mengatasi masalah stabilitas tanah dan risiko keselamatan masyarakat akibat curah hujan musiman yang tinggi. Blok A telah kembali beroperasi sepenuhnya pada Maret 2020.

Di sepanjang tahun ini, kami menyelesaikan pengembangan baru di Bualuang, Thailand dan Temelat, Sumatra Selatan dan pengembangan dasar laut di Buntal-5 dan pengeboran sukses sumur eksplorasi Bronang-2 di Blok B, Natuna Selatan. Kemajuan dalam pengembangan gas Meliwis, Jawa Timur telah mencapai 90% pada Mei 2020 dan produksi gas pertama dijadwalkan pada pertengahan tahun 2020.

Sepanjang 2019, biaya per unit adalah AS$9,3 per BOE. Kami berkomitmen untuk menjaga biaya per unit di bawah AS$10 per BOE hingga tahun 2021, dengan menerapkan skema efisiensi biaya dan menargetkan pengembangan sinergi di dalam portofolio yang telah tumbuh, termasuk sinergi dari integrasi Ophir. Di samping itu, tanpa mengesampingkan arti penting biaya dan efisiensi, kami terus fokus untuk meminimalkan risiko bagi keselamatan pekerja dan kontraktor serta mendorong waktu produksi dan kinerja lingkungan.

Kapasitas terpasang Medco Power meningkat dan mencapai 2.788 MW setelah selesainya fasilitas panas bumi Sarulla 330 MW. Proyek PLTGU Riau Medco Power telah didukung penandatangan perjanjian pembiayaan proyek dengan konsorsium perbankan internasional. Pada 2019, Medco Power dapat menghimpun IDR1,2 triliun dari transaksi pasar modal pertama, melalui penerbitan obligasi standar dan syariah.

Pada bulan Agustus, Medco Power Indonesia memperoleh kontrak jasa operasi & pemeliharaan (O&M) untuk PLTGU Sulut-1 di Sulawesi Utara dan PLTGU Timor-1 di Kupang, Nusa Tenggara Timur. Kedua pembangkit berkapasitas 100 MW. Medco Power juga memenangkan tender konstruksi dan operasi fasilitas tenaga matahari PV 2x25 MWp di Bali dan telah mengawali produksi fasilitas PV 26 MWp di Sumbawa.

AMNT terus maju dalam pengembangan Fase 7 yang telah sepenuhnya dibiayai (AS$1,4 miliar) dengan fasilitas pembiayaan dari empat bank utama Asia. Produksi bijih pertama dari Fase 7 diharapkan pada pertengahan 2020.

Proyeksi 2020

Menanggapi penurunan harga energi, kami dengan cepat meninjau ulang program 2020 untuk menahan kas dan memperkuat neraca tanpa mengakibatkan disrupsi jangka panjang. Perseroan menargetkan pengurangan *Capex* 2020 ~AS$100 juta, dengan kemungkinan melanjutkan pengurangan pada 2021. Sementara itu, kami juga memperkirakan terjadi pengurangan biaya operasi sebesar AS$80 juta (15%), dengan target AS$100 juta. Sejalan dengan perubahan ini, Perseroan mengubah panduan 2020 menjadi:

- Produksi minyak dan gas 100-105 MBOEPD.
- Biaya unit minyak dan gas di bawah AS$10 per BOE.
- Total belanja modal di bawah AS$240 juta.
- Penjualan tenaga listrik sebesar 2.600 GWh.

Dengan program belanja modal yang fleksibel memungkinkan kami untuk menanggapi kondisi pasar yang tak terduga, dengan menunda investasi jangka pendek dan proyek yang tidak berkomitmen. Kami fokus pada penyelesaian proyek yang sudah memasuki tahap konstruksi dan akan mencapai start-up pada tahun ini, sambil mempersiapkan kemampuan untuk meningkatkan aktivitas jangka pendek di area lain apabila harga-harga membaik. Perseroan tetap memiliki ketahanan yang baik terhadap volatilitas harga, dengan tiga struktur penunjang dalam lingkungan harga rendah, yaitu: kontrak gas harga-tetap yang mencakup 36% dari total produksi, sehingga memberikan jaminan natural terhadap volatilitas harga; pengembalian biaya PSC yang memberikan pengembalian biaya utuh sebelum pembagian keuntungan; serta lindung nilai pada tingkat AS$55 per barel Brent.

Medco Power akan menyelesaikan pemboran di proyek Geotermal Ijen juga menyelesaikan proyek 275 MW Riau dengan target COD pada pertengahan 2021.

Kesimpulan

Secara keseluruhan, saya sangat bangga dengan cara organisasi kami merespons masa sulit ini, tim kami tetap fokus untuk secara cepat beradaptasi terhadap perubahan lingkungan. Saya ingin mengucapkan terima kasih kepada Direksi atas komitmen dan kepemimpinan yang tanpa henti, dan kepada Dewan Komisaris atas dukungan dan supervisinya. Manajemen akan terus mengandalkan hubungan dan kerjasama sangat baik yang telah terjalin selama ini.

Roberto Lorato
Direktur & Chief Executive Officer

PENCAPAIAN PERSEROAN

Pencapaian	Penjelasan
Block A Beroperasi penuh	12 Maret – Operasi akan memberikan peluang kerja baru bagi masyarakat lokal Aceh, termasuk usaha kecil dan menengah.
Medco Power Indonesia menandatangani perjanjian fasilitas untuk IPP Riau 275 MW	20 Maret – Medco Power, melalui anak perusahaannya, PT Medco Ratch Power Riau ("MRPR") menandatangani perjanjian fasilitas dengan konsorsium perbankan internasional untuk mendanai pengembangan proyek Pembangkit Listrik Tenaga Gas Gabungan (CCPP) 275 MW di Riau.
MedcoEnergi menerima peningkatan peringkat dari Fitch Ratings	23 April - MedcoEnergi menerima peningkatan peringkat dari B *(Positive outlook)* ke B+ dari Fitch Ratings, mencerminkan kepercayaan yang kuat terhadap bisnis Perseroan.
MedcoEnergi menerbitkan Obligasi 7NC4 senilai AS$650 juta	6 Mei – MedcoEnergi mengeluarkan surat berharga AS$650 juta 7NC4 144a /reg S dengan kupon 7,375% menjadi penerbit swasta terbesar Indonesia dari utang yang tercatat.
MedcoEnergi menyelesaikan akuisisi Ophir Energy plc	22 Mei – Menyelesaikan akuisisi Ophir Energy plc senilai £ 408,4 juta. Bisnis gabungan ini menciptakan pemain minyak dan gas regional terkemuka di Asia Tenggara.
Menurunkan kepemilikan Ijen Geotermal ke Ormat Technologies Inc.	2 Juli – Medco Power menurunkan 49% kepemilikannya di Ijen geotermal ke Ormat Technologies Inc.
MedcoEnergi meningkatkan kepemilikan di Medco Power Indonesia	3 Juli – Menyelesaikan akuisisi kepemilikan 11,4% di Medco Power untuk mencapai kontrol penuh.
Rasionalisasi Portofolio	Pada 2019 MedcoEnergi menyelesaikan penjualan aset di AS, Tunisia, Blok 5 di Meksiko dan 35% saham di Rimau dan Sumatra Selatan PSC. Selain itu Perusahaan keluar dari aset eksplorasi laut dalam bekas Ophir di Bangladesh, Vietnam, Guinea Khatulistiwa, Aru dan Papua Barat.
Medco Power memenangkan Kontrak Layanan O&M baru	23 Agustus – Medco Power memenangkan kontrak Layanan Operasi dan Pemeliharaan untuk CFPP di Sulut-1 (100 MW), Sumatera Utara, dan Timor-1 (100 MW), Kupang, Nusa Tenggara Timur.
Laporan Keberlanjutan	7 November – MedcoEnergi menerbitkan Laporan Keberlanjutan 2018 yang sesuai dengan standar GRI.
Pengembangan Fase 4B minyak pertama di Bualuang, Thailand	17 Desember – Minyak pertama dari Proyek Pengembangan Fase 4B di konsesi Bualuang yang dimiliki 100% yang terletak di Teluk Thailand.
MedcoEnergi menerima peningkatan peringkat ESG dari MSCI	18 Desember – MedcoEnergi menerima peningkatan Peringkat ESG dari B ke BB dari MSCI mencerminkan peningkatan dalam Laporan Keberlanjutan Perseroan.

PENGHARGAAN DAN SERTIFIKASI

Nama Penghargaan	Asal Penghargaan	Penjelasan
MINYAK DAN GAS		
Patra Nirbhaya Karya Pratama	Direktorat Jenderal Minyak dan Gas	Pengakuan kinerja keselamatan untuk jam tanpa kecelakaan kerja *(zero LTI)* di Lematang PSC
Patra Nirbhaya Karya Madya	Direktorat Jenderal Minyak dan Gas	Pengakuan kinerja keselamatan untuk jam tanpa kecelakaan kerja di *(zero LTI)* South Sumatra PSC, Bangkanai PSC and Sampang PSC.
Patra Nirbhaya Karya Adhinugraha I	Direktorat Jenderal Minyak dan Gas	Pengakuan kinerja keselamatan untuk jam tanpa kecelakaan kerja di *(zero LTI)* Madura Offshore PSC.
Penghargaan Zero Accident	Dinas Tenaga Kerja & Transmigrasi Provinsi Kalimantan Tengah	Penghargaan untuk kinerja keselamatan tahun ketiga berturut-turut *(zero LTI)* untuk jam tanpa kecelakaan kerja di Bangkanai PSC
Sertifikat Sistem Manajemen Anti-Suap (ABMS) ISO 37001: 2016	TüV Nord Indonesia sebagai Lembaga Sertifikasi - TüV Nord Group	Blok B Natuna PSC untuk menerapkan sistem manajemen yang sejalan dengan standar Anti-Bribery Management System (ABMS) ISO 37001:2016 di Kantor Jakarta dan Matak *shorebase.*
Piagam Penghargaan untuk Program Pemanfaatan / Pengurangan Gas Pembakaran	Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi	Tarakan PSC karena keberhasilannya dalam menurunkan gas suar bakar.
Penghargaan Padma Mitra 2019	Pemerintah Aceh	Diberikan kepada Blok A Aceh PSC atas program pemberdayaan masyarakat dalam meningkatkan pendapatan petani, layanan kesehatan masyarakat dan kualitas pendidikan.
Subroto Award 2019	Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral	Medco E&P meraih Subroto Award 2019 untuk Program Pengembangan Sumber Daya Manusia.
Debt Market Deal of the Year	Asian Legal Business South East Asia Law Awards 2019	Blok A Aceh dan JOB Tomori Fasilitas pinjaman berbasis cadangan yang dijaminkan senilai AS$500 juta. Pinjaman berbasis cadangan terbesar ditutup di Asia. Transaksi mendapat manfaat dari basis pinjaman dua aset yang diperbesar dan beragam dengan profil bagus.
Oil and Gas Deal of the Year	The Asset Triple A Infrastructure Awards 2019	
Asia Pacific Upstream Oil & Gas Deal of the Year	IJGlobal Awards 2019	
Best Indonesian High Yield Bond for 2019	The Asset Triple A Country Awards 2019	MedcoEnergi mengeluarkan 7NC4 dengan kupon 7,375% untuk AS$650 juta - "puncak di sektor korporasi Indonesia pada 2019, menampilkan peran pasar modal dalam pembiayaan pengambilalihan di luar negeri".
Indonesia Capital Markets Deal of the Year	IFR Asia Awards 2019	
MEDCO POWER INDONESIA		
Penghargaan Charter of Environmental	Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan Republik Indonesia	Untuk kegiatan konservasi ekosistem mangrove dan penanaman mangrove dan ganyang di Pelabuhan Pancur, Tanjung Piayu - Batam.
Penghargaan Zero Accident	Kementerian Tenaga Kerja Republik Indonesia	Implementasi program keselamatan dan kesehatan kerja (K3) mencapai 6.700.744 jam kerja tanpa kecelakaan.
AMMAN MINERAL NUSA TENGGARA		
Gold Award	Public Relations Indonesia Award untuk Pengembangan Masyarakat dan Keberlanjutan.	Penghargaan untuk Pengembangan Masyarakat dan Keberlanjutan.

02. DISKUSI DAN ANALISIS MANAJEMEN

Tinjauan Keuangan	24
Laporan Laba Rugi	25
Neraca Keuangan	25
Belanja Modal	26
Likuiditas dan Dividen	27
Prospek dan Tantangan Minyak & Gas	27
Pemasaran dan Kontrak Baru Penjualan Gas	27

DISKUSI DAN ANALISIS MANAJEMEN

“Meninggalkan tahun 2019, MedcoEnergi memiliki neraca yang kuat ditengah volatilitas pasar komoditas”

Anthony R. Mathias
Direktur & Chief Financial Officer

TINJAUAN KEUANGAN

Aktivitas finansial MedcoEnergi pada paruh pertama 2019 terpusat kepada pengambilalihan perusahaan terbuka Ophir Energy plc melalui pasar modal. Setelah penuntasan akuisisi ini pada akhir Mei, fokus tertuju kepada penyederhanaan struktur modal Ophir dan dalam jangka waktu yang sangat singkat mengintegrasikan organisasi dan sistem Ophir sebelum akhir tahun. Dalam proses integrasi tersebut, sinergi berulang senilai lebih dari AS$50 juta teridentifikasi, terutama terkait biaya-biaya dari kantor pusat di Victoria Street, London, yang ditutup setelah selesainya proses akuisisi.

Pada 2019, penjualan dan pendapatan Medco meningkat 18% terutama akibat konsolidasi Ophir sejak 1 Juni. Pendapatan meningkat ke AS$1.438,3 juta, meskipun terjadi penurunan harga *benchmark* Brent sebesar AS$7 per barel. Penjualan minyak (tidak termasuk Kontrak Jasa Oman) rata-rata berkisar 31,4 MBOPD, dari 26,5 MBOPD pada tahun 2018, sementara penjualan gas rata-rata berkisar 323,7 BBTUPD, naik dari 267,8 BBTUPD. Harga minyak rata-rata terealisasi menurun dari AS$67,8 per barel pada tahun 2018 menjadi AS$62,5 per barel pada 2019, sedikit lebih baik dibanding penurunan pada *benchmark* internasional, berkat diferensial yang lebih baik dengan masuknya portofolio Ophir. Harga gas rata-rata meningkat dari AS$6,4 per MMBTU pada tahun 2018 ke AS$6,7 per MMBTU pada 2019, dengan harga gas tetap dari pengembangan Aceh, mengimbangi penurunan harga gas indeks komoditas dari AS$7,2 per MMBTU menjadi AS$7,1 per MMBTU.

Pendapatan Medco Power juga meningkat, yaitu sebanyak 16,5%, dengan kerugian akibat penghentian tak terencana sumur geotermal Sarulla dan IPP PLTGU Batam diimbangi oleh pendapatan dari konstruksi PLTGU Riau 275 MW, yang direncanakan mulai beroperasi pertengahan tahun 2021.

Beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya meningkat dibanding tahun lalu, sebanyak 44,4% dan mencapai AS$846,6 juta pada 2019, terkait dengan konsolidasi Ophir dan juga biaya *start-up* proyek gas Blok A, Aceh dan biaya *dry hole* terkait pengeboran eksplorasi yang belum berhasil di Blok B, Natuna. Biaya penjualan, umum dan administrasi juga meningkat, yaitu sebanyak 45,8%, hingga mencapai AS$229,3 juta, terutama terkait Ophir dan biaya akuisisi lainnya serta biaya integrasi.

Manajemen fokus kepada efisiensi operasional dan pengelolaan penurunan produksi dan berhasil menjaga biaya unit tunai di bawah AS$10 per BOE sejak tahun 2016. Pada tahun 2016, meskipun dengan konsolidasi portofolio Ophir yang berbiaya lebih tinggi, biaya unit tunai berada pada level AS$9,3 per BOE.

Perseroan mencatat rugi bersih AS$27,3 juta pada 2019, lebih kecil dibandingkan rugi bersih AS$51,3 juta tahun 2018. Rugi bersih di kedua tahun tersebut mencerminkan laba yang diperoleh dari segmen Minyak & Gas dan Ketenagalistrikan, tertutup oleh kerugian AMNT yang lebih besar. Kerugian AMNT di tahun 2019 mencapai AS$49,2 juta, menurun dibandingkan kerugian 2018 sebesar AS$66,7 juta. Di 2019 Perseroan juga membukukan biaya *dry hole* AS$14 juta, dan provisi Medco Power sebesar AS$6 juta akibat peralatan yang rusak.

Laba yang dapat diatribusikan kepada kepentingan non-pengendali ditahun 2019 menurun menjadi AS$13,8 juta, terutama akibat pembelian tambahan 11,4% saham Medco Power pada Juli 2019 untuk meraih kontrol penuh.

Laporan Laba Rugi dan Penghasilan Komprehensif Lain Konsolidasian dalam AS$

Deskripsi	2018	2019	Perubahan	%
Operasi yang dilanjutkan				
Jumlah Penjualan dan Pendapatan Usaha Lainnya	1.218.251.548	1.438.290.853	220.039.305	18,1%
Jumlah Beban Pokok Penjualan dan Biaya Langsung Lainnya	(586.073.304)	(846.558.388)	(260.485.084)	44,4%
Laba Kotor	632.178.244	591.732.465	(40.445.779)	(6,4%)
Beban penjualan, umum, dan administrasi	(157.294.087)	(229.283.518)	(71.989.431)	45,8%
Pendapatan (biaya) lain - bersih	(272.694.368)	(183.302.823)	89.391.545	(32,8%)
Laba sebelum Pajak Penghasilan dari Operasi yang Dilanjutkan	202.189.789	179.146.124	(23.043.665)	(11,4%)
Beban Pajak Penghasilan	(196.480.990)	(199.373.250)	(2.892.260)	1,5%
Laba (Rugi) Tahun dari Operasi yang Dilanjutkan	5.708.799	(20.227.126)	(25.935.925)	(454,3%)
Operasi yang Dihentikan: Rugi Tahun	(28.372.936)	(13.533.049)	14.839.887	(52,3%)
Laba (rugi) yang dapat diatribusikan kepada:				
- pemilik entitas induk	(51.302.236)	(27.347.601)	23.954.635	(46,7%)
- kepentingan nonpengendali	22.929.300	13.814.552	(9.114.748)	(39,8%)
Rugi per saham dasar yang dapat diatribusikan kepada pemilik entitas induk	(0,00290)	(0,00154)	0,00136	(46,9%)
Rugi per saham dilusian yang dapat diatribusikan kepada pemilik entitas induk	(0,00266)	(0,00148)	0,00118	(44,4%)
Tingkat pengembalian atas ekuitas, %	(2,0)	(1,0)	1,05	(51,2%)

Neraca dan Struktur Permodalan

Deskripsi	2018	2019	Perubahan	%
Aset Lancar	1.827.115.361	1.694.682.717	(132.432.644)	(7,2%)
Aset Tidak Lancar	3.425.278.385	4.311.855.673	886.577.288	25,9%
Jumlah Aset	5.252.393.746	6.006.538.390	754.144.644	14,4%
Liabilitas Jangka Pendek	1.101.979.278	705.581.042	(396.398.236)	(36,0%)
Liabilitas Jangka Panjang	2.763.153.161	3.944.711.051	1.181.557.890	42,8%
Jumlah Liabilitas	3.865.132.439	4.650.292.093	785.159.654	20,3%
Jumlah Ekuitas	1.387.261.307	1.356.246.297	(31.015.010)	(2,2%)
Jumlah Liabilitas dan Ekuitas	5.252.393.746	6.006.538.390	754.144.644	14,4%

Deskripsi	2018	2019	Perubahan	%
Liabilitas dengan bunga	2.807.525.971	53,5%	3.195.013.877	53,2%
Liabilitas lainnya	1.057.606.468	20,1%	1.455.278.216	24,2%
Jumlah Liabilitas	3.865.132.439	73,6%	4.650.292.093	77,4%
Jumlah Ekuitas	1.387.261.307	26,4%	1.356.246.297	22,6%
Jumlah Liabilitas & Ekuitas	5.252.393.746	100,0%	6.006.538.390	100,0%

Pada Mei 2019, MedcoEnergi menerbitkan obligasi dengan tenor tujuh tahun senilai AS$650 juta dengan kupon 7,375%. Hasil dari penjualan obligasi tersebut digunakan untuk membiayai akuisisi Ophir dan sisanya ditempatkan di *escrow* untuk membiayai kembali hutang jatuh tempo di 2020 . Tingkat permintaan tinggi dari investor obligasi mencerminkan reputasi Perseroan yang secara konsisten memenuhi komitmennya, baik kinerja operasi maupun pembayaran utang. Direksi sangat menghargai reputasi ini dan tiga peringkat kredit internasional mengakui rekam jejak ini.

Perseroan juga mencetak progres berarti dalam upayanya untuk merasionalisasi portofolionya guna meningkatkan efisiensi operasional dan membayar utang. Penjualan aset di AS, Tunisia, Blok 5 di Meksiko dan 35% hak partisipasi baik di PSC Rimau maupun PSC South Sumatra dituntaskan dalam tahun 2019. Lebih jauh, Perseroan menjual aset eksplorasi laut dalam eks Ophir di Bangladesh, Vietnam, Guinea Khatulistiwa, Aru dan Papua Barat, serta 49% hak partisipasi dalam lisensi Geotermal Ijen, dan 51% saham PT AMG. pinjaman pemegang saham Amman telah berhasil dimonetisasi dan Perseroan menjual tambahan 3,7% kepemilikannya pada PT AMI. Di samping akuisisi Ophir, Perseroan juga mengakuisisi PSC North Sokang di Natuna Timur dan tambahan 7,5% hak partisipasi pada Karim Small Fields, Oman.

Pinjaman jangka panjang setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun meningkat sebanyak 27,2%, dari AS$2.405,1 juta pada tahun 2018 menjadi AS$3.058,9 juta pada 2019. Peningkatan ini disebabkan terutama oleh penerbitan Obligasi AS$ pada bulan Mei dan juga Sukuk IDR yang diterbitkan oleh Medco Power, dan diimbangi pembayaran pinjaman jangka panjang lain sebesar AS$183,1 juta. Jumlah pinjaman konsolidasi meningkat sebesar AS$388 juta, 13,8% dari AS$2.807 juta pada tahun 2018 menjadi AS$3.195 juta pada 2019.

Belanja Modal

Belanja Modal Dalam AS$

Deskripsi	2018	2019	Perubahan	%
Minyak dan Gas	268.214.299	193.626.267	(74.588.032)	(27,8%)
Ketenagalistrikan	60.476.175	119.040.557	58.564.382	96,8%
Jumlah	328.690.474	312.666.824	(16.023.650)	(4,9%)

Belanja modal tahun 2019, tidak termasuk akuisisi, mencakup pengembangan minyak eks-Ophir di Bualuang, Thailand, pengeboran pengembangan untuk Buntal-5, dua sumur eksplorasi di Blok B Natuna Selatan, serta fasilitas untuk pengembangan gas Meliwis, ditambah perkembangan konstruksi Medco Power untuk proyek PLTGU 275 MW di Riau.

Arus Kas

Laporan Arus Kas Konsolidasian Dalam AS$

Deskripsi	2018	2019	Perubahan	%
Kas Bersih diperoleh dari aktivitas operasi	361.746.508	412.363.398	50.616.890	14,0%
Kas Bersih dipergunakan untuk investasi	(266.720.885)	(269.357.991)	(2.637.106)	1,0%
Kas Bersih diperoleh dari (dipergunakan untuk) aktivitas pendanaan	(41.633.247)	(119.690.956)	(78.057.709)	187,5%
Kenaikan Bersih Kas dan Setara Kas yang Diperoleh dari Operasi yang Dilanjutkan	53.392.376	23.314.451	(30.077.925)	(56,3%)
Kenaikan (Penurunan) Kas dan Setara Kas dari Operasi yang Dihentikan	(121.640.239)	12.640.851	134.281.090	(110,4%)
Perbedaan Nilai Tukar Bersih	(2.740.204)	2.208.481	4.948.685	(180,6%)
Kas dan Setara Kas pada Awal Tahun	489.040.578	418.052.511	(70.988.067)	(14,5%)
Kas dan Setara Kas pada Akhir Tahun	418.052.511	456.216.294	38.163.783	9%

Kas bersih diperoleh dari aktivitas operasi Perseroan meningkat dari AS$361,7 juta pada tahun 2018 menjadi AS$412,4 juta pada 2019, didorong pendapatan yang lebih tinggi dari Blok A Aceh dan kontribusi Ophir.

Rasio hutang bersih terhadap EBITDA untuk tahun 2019 adalah 3,9 kali, 3,4 kali bila tidak memperhitungkan Medco Power. Pro forma hutang bersih terhadap EBITDA adalah 2,8 kali, yang lebih mencerminkan kontribusi penuh aset Ophir dibandingkan utang tambahannya. Rasio ini jauh lebih rendah dibandingkan 6,5 kali pada tahun 2016 dan mengindikasikan Perseroan menuju target 3,0 kali yang ditetapkan Direksi pada tahun 2015.

Likuiditas dan Dividen

Posisi likuiditas Perseroan tetap kokoh dengan sumber dana dan fasilitas yang cukup untuk memenuhi baik liabilitas jangka pendek maupun jangka menengah dan karena itu Perseroan dapat memenuhi semua obligasi jatuh tempo tepat waktu sepanjang 2019.

Perseroan tidak mendistribusikan dividen untuk empat tahun terakhir.

PROSPEK DAN TANTANGAN MINYAK & GAS

Dengan diversifikasi geografis yang lebih luas, struktur permodalan yang lebih kokoh dan likuiditas yang lebih besar, MedcoEnergi berada dalam posisi yang baik untuk menghadapi tantangan nyata tahun 2020. Menyusul jatuhnya harga minyak di kuartal dua tahun 2020, Perseroan meninjau kembali program permodalan dan biaya operasional untuk menyesuaikannya dengan realitas ekonomi terkini. Perseroan telah merevisi baik produksi maupun pedoman pengeluaran 2020 dan tengah melakukan tinjauan kembali untuk 2021 dan seterusnya guna memastikan MedcoEnergi dapat merayakan ulangtahunnya yang ke 80.

PEMASARAN DAN KONTRAK PENJUALAN GAS BARU

Gas Alam

Perseroan menandatangani beberapa Perjanjian Jual-Beli Gas (PJBG) pada 2019 dan menyepakati beberapa amandemen terhadap PJBG yang telah ada:

Perjanjian Baru:
- PJBG dengan PT PGN Tbk untuk memasok 27,4 TBTU gas dari Blok South Sumatra dan Blok Lematang, efektif hingga Desember 2021.
- PJBG dengan PT Pertamina (Persero) untuk memasok 0,25 MMSCFD gas dari Blok South Sumatra, efektif hingga 20 Juli 2027.
- PJBG dengan PT Pertamina (Persero) untuk memasok 0,2 MMSCFD gas dari Blok South Sumatra, efektif hingga 8 September 2020.
- PJBG dengan PT PGN Tbk untuk memasok 22,8 TBTU gas dari lapangan Meliwis, Blok Madura Offshore, efektif hingga 31 Agustus 2023.

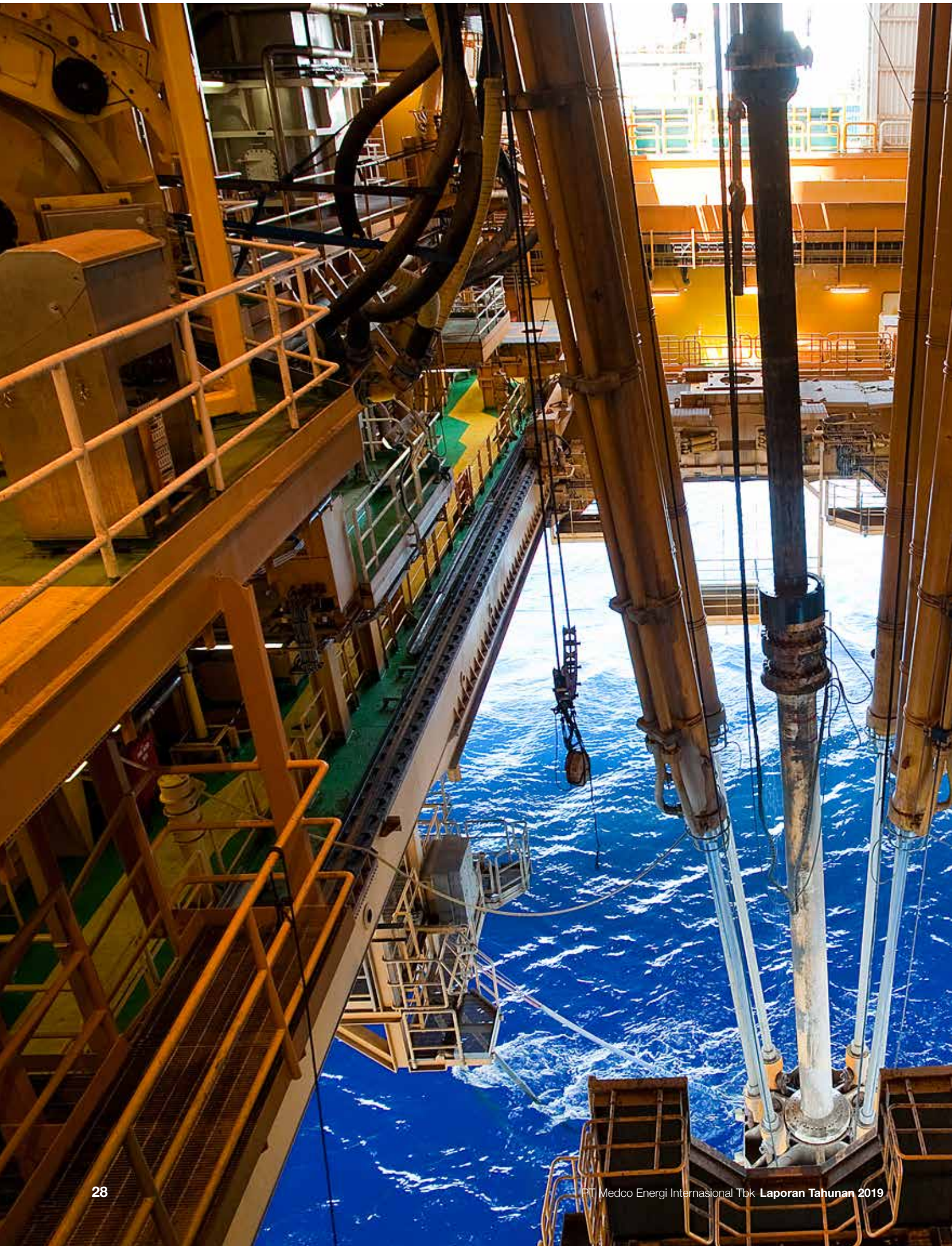
Amandemen:
- Amandemen PJBG Blok South Sumatra dengan PT Sumsel Energi Gemilang (dahulu Perusahaan Daerah Pertambangan dan Energi) memperpanjang PJBG hingga 7 Februari 2023, dengan revisi harga gas dan tambahan suplai gas sejumlah 877,5 BBTU.
- Amandemen PJBG dengan PT Meppo-Gen untuk pasokan gas dari Blok South Sumatra dan Blok Lematang, efektif dari 17 Oktober 2019 hingga 31 Desember 2027, dengan tambahan suplai gas sebesar 40.136,2 BBTU.
- Amandemen PJBG dengan PT Indonesia Power untuk pasokan gas dari Blok Sampang, Jawa Timur, yang memperpanjang masa efektif PJBG hingga 31 Desember 2020.
- Amandemen PJBG dengan PT Indonesia Power untuk pasokan gas dari lapangan Wortel, Blok Sampang, Jawa Timur, yang memperpanjang masa efektif PJBG hingga 31 Desember 2020 atau hingga TCQ 117 TBTU, mana yang lebih dulu tercapai.

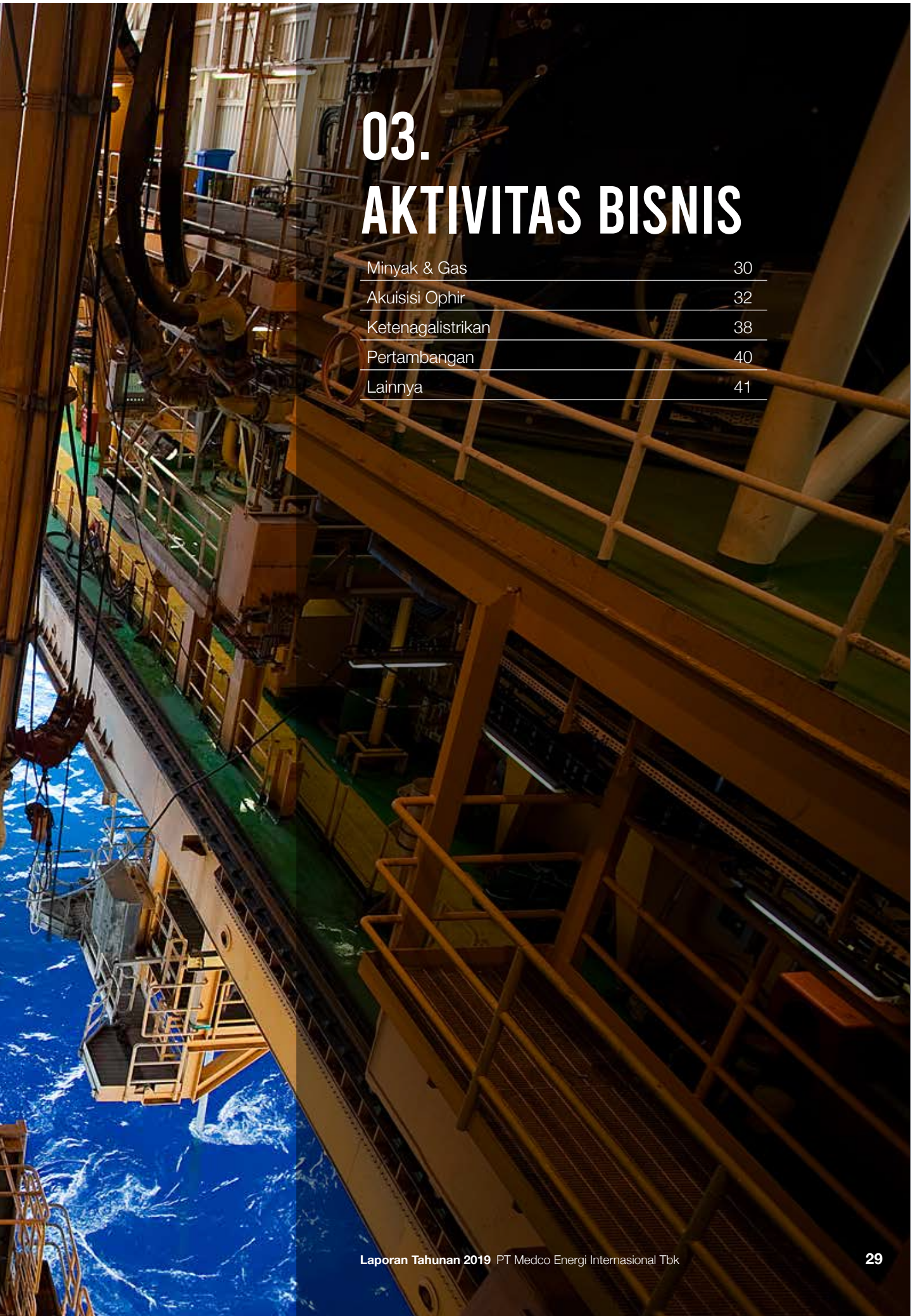
Minyak Mentah, Kondensat dan Sulfur

Perseroan menandatangani beberapa kontrak minyak mentah, kondensat dan sulfur baru serta melakukan amandemen perjanjian yang sudah ada:

Perjanjian Baru:
- Perjanjian Jual-Beli Minyak Mentah (COSPA) dengan PT Pertamina (Persero) untuk memasok Kondensat, efektif dari 1 Februari 2019 hingga 31 Desember 2020.
- COSPA dengan PT Pertamina (Persero) untuk memasok Minyak Mentah Block Rimau dan South Sumatra, efektif dari 1 Agustus 2019 hingga 31 Desember 2021
- Perjanjian Jual-Beli Kondensat (CSPA) dengan PT Pertamina (Persero) untuk Kondensat Senoro, efektif dari 1 Januari 2020 hingga 31 Desember 2022.
- Perjanjian Jual-Beli Sulfur dengan PT Bumi Kampar Sarana Energi, efektif dari 15 Juli 2019 hingga 15 Juni 2021.
- CSPA dengan PT Mirah Ganal Energi untuk menyuplai Kondensat dari Blok Bangkanai, efektif dari 1 Oktober 2020 hingga 29 Desember 2033.

Amandemen:
- Amandemen CSPA dengan PT Pertamina (Persero) untuk Kondensat Senoro hingga 31 Desember 2019.





03.
AKTIVITAS BISNIS

Minyak & Gas	30
Akuisisi Ophir	32
Ketenagalistrikan	38
Pertambangan	40
Lainnya	41

AKTIVITAS BISNIS

"Pelaksanaan proyek tepat waktu dan sesuai anggaran, manajemen integritas fasilitas dan komitmen terhadap ESG merupakan landasan strategi operasional kami"

Ronald Gunawan
Direktur & Chief Operating Officer

Pada 2019, produksi minyak dan gas adalah 103 MBOEPD dengan kontribusi Ophir dimulai pada 1 Juni 2019. Produksi secara pro forma adalah 115 MBOEPD, melebihi panduan 2019 Perseroan sebesar 110 MBOEPD. Biaya unit minyak dan gas pada 2019 adalah AS$9,3 per BOE, sesuai target Perseroan yang telah bertahan cukup lama untuk menjaga biaya dibawah AS$10 per BOE.

Pada bulan Maret, pengembangan gas Blok A Aceh mulai beroperasi penuh setelah menyelesaikan 90 hari uji kinerja pada produksi sebesar 52 BBTUD dan tiga hari uji kapasitas fasilitas sebesar 63 BBTUD. Di Blok B, Laut Natuna Selatan, MedcoEnergi menyelesaikan proyek pengembangan dasar laut Buntal-5 yang saat ini laju produksi gasnya sebesar 40 MMSCFD. Dua proyek pengembangan Ophir juga sedang berlangsung selama akuisisi Ophir, yaitu proyek Bualuang Fase 4B di Thailand untuk instalasi dan pengeboran sumur bor untuk Platform Charlie dan proyek pengembangan gas Meliwis di Jawa Timur. Kedua proyek ini berjalan dengan aman selama proses integrasi dengan pengiriman minyak pertama dari Bualuang Phase 4B pada Desember 2019 sementara proyek Meliwis akan mengirimkan gas pertama pada kuartal dua tahun 2020.

Acid Frac job telah berhasil dilakukan di tiga sumur di Bangkanai. Kontribusi tersebut akan membantu memenuhi permintaan gas PLN untuk tahun 2020 dan 2021.

Perseroan juga mengebor dua sumur eksplorasi pada 2019, yaitu Tuna-1, yang terbukti kering dan Bronang-2 dan keduanya di Blok B, PSC Laut Natuna Selatan. Sumur Bronang-2 menemukan gas dalam beberapa reservoir berkualitas tinggi dan diuji dengan laju gas berkisar antara 14 hingga 16 MMSCFD, dengan tekanan kepala sumur yang mengalir 1100 hingga 1300 psi. Setelah penemuan yang sukses ini, Rencana Pengembangan untuk fasilitas dasar laut lainnya akan didaftarkan kepada regulator Indonesia pada 2020.

Kegiatan pada awal 2020 telah didominasi oleh aktivitas dalam menyikapi munculnya pandemi virus korona, Perseroan telah mengembangkan protokol untuk melindungi kesehatan dan keselamatan pekerja dan kontraktor kami. Meski tingkat aktivitas menurun, MedcoEnergi tetap berhasil menghindari dampak material terhadap bisnis dan Perseroan akan terus mengadopsi praktik terbaru sejalan dengan pemahaman masyarakat yang terus berkembang atas tantangan baru ini.

MINYAK DAN GAS

Total Produksi Minyak dan Gas (MBOEPD)	2015	2016	2017	2018	2019
	55,6	66,0	86,8	84,7	102,8

Produksi Minyak & Gas (MBOEPD)	2015	2016	2017	2018	2019
Aset Indonesia					
Blok B Laut Natuna Selatan	-	1,9	23,0	21,9	21,7
Senoro Toili - Tiaka	7,5	18,9	19,3	20,1	20,0
South Sumatra	17,7	15,8	18,3	18,1	15,8
Rimau	10,5	9,8	9,7	8,9	7,8
Lematang	6,1	6,5	4,9	3,8	3,2
Blok A	-	-	-	1,0	8,6
Madura	-	-	-	-	3,1
Tarakan	1,9	2,1	2,0	1,8	2,1
Sampang	-	-	-	-	1,8
Bangkanai	-	-	-	-	1,6
Simenggaris	-	-	-	0,0	0,0

Produksi Minyak & Gas (MBOEPD)	2015	2016	2017	2018	2019
Bawean	0,5	0,6	-	-	-
Aset Internasional					
Chim Sao	-	-	-	-	3,8
Bualuang	-	-	-	-	3,7
Tunisia	2,1	1,6	1,2	1,5	1,1
Sinphuhorm	-	-	-	-	0,7
Blok 9 Yemen	0,2	-	-	-	0,5
Amerika Serikat	0,4	0,5	0,4	0,3	-
Total Produksi Minyak	47,0	57,7	78,8	77,5	**95,6**
Kontrak Jasa Oman KSF	8,6	8,3	8,0	7,2	7,2

Produksi Minyak (MBOPD)	2015	2016	2017	2018	2019
Aset Indonesia					
Blok B Laut Natuna Selatan	-	0,6	7,2	6,8	6,4
Senoro Toili - Tiaka	1,2	2,5	2,2	2,3	2,3
South Sumatra	6,5	5,2	5,5	5,2	4,9
Rimau	10,5	9,8	9,0	8,2	7,2
Blok A	-	-	-	0,2	1,5
Tarakan	1,8	1,9	1,8	1,6	1,9
Bangkanai	-	-	-	-	0,2
Bawean	0,5	0,6	-	-	-
Aset Internasional					
Chim Sao	-	-	-	-	3,0
Bualuang	-	-	-	-	3,7
Tunisia	1,8	1,3	1,0	1,0	0,7
Sinphuhorm	-	-	-	-	0,0
Blok 9 Yemen	0,2	-	-	-	0,4
Amerika Serikat	0,4	0,4	0,4	0,3	-
Total Produksi Minyak	**23,0**	**22,5**	**27,1**	**25,6**	**32,1**
Kontrak Jasa Oman KSF	8,6	8,3	8,0	7,2	7,2

Produksi Gas (MMSCFD)	2015	2016	2017	2018	2019
Aset Indonesia					
Blok B Laut Natuna Selatan	-	7,6	85,2	81,2	81,6
Senoro - Toili	36,8	95,7	88,2	91,9	91,7
South Sumatra	65,6	62,2	66,5	66,8	56,8
Rimau			3,8	3,7	3,5
Lematang	35,5	37,8	32,1	25,2	21,1
Blok A	-	-	-	6,0	39,7
Madura	-	-	-	-	17,8
Tarakan	0,8	0,8	1,1	1,5	1,6
Sampang	-	-	-	-	9,2
Bangkanai	-	-	-	-	7,5
Simenggaris				0,1	0,0
Aset Internasional					
Chim Sao	-	-	-	-	4,2
Bualuang	-	-	-	-	0,0
Tunisia	1,5	1,5	1,2	3,0	2,4
Sinphuhorm	-	-	-	-	4,2
Blok 9 Yemen	-	-	-	-	0,6
Amerika Serikat	0,4	0,3	-	-	0,0
Total Produksi Gas	**140,5**	**205,9**	**278,0**	**279,2**	**341,9**

AKUISISI OPHIR :
MENJADI PERUSAHAAN ENERGI DAN SUMBER DAYA ALAM TERKEMUKA ASIA TENGGARA

Lapangan Wortel - Jawa Timur

"Aset-aset sangat melengkapi portofolio MedcoEnergi yang ada"

Peningkatan Produksi

35%

ke 115 MBOEPD
Pro forma

Peningkatan cadangan 2P dan 2C

61%

ke 1.244 MMBOE

Portofolio aset Ophir yang luas mencakup 11 aset yang dioperasikan sendiri dan yang dioperasikan pihak lain di Asia Tenggara, Afrika, dan Meksiko, dengan aset produksi di Indonesia, Thailand, dan Vietnam. Aset Ophir sangat melengkapi portofolio MedcoEnergi, serta memperkuat kehadiran MedcoEnergi di Asia Tenggara, meningkatkan skala produksi dan cadangan, mendiversifikasikan portofolio, serta menghadirkan tambahan peluang untuk pertumbuhan.

Akuisisi ini meningkatkan pro forma produksi MedcoEnergi 2019 sebesar 35% hingga mencapai 115 MBOEPD dan cadangan gabungan 2P dan 2C sebanyak 61% hingga mencapai 1.244 MMBOE. Pada 2019, ada dua proyek pengembangan Ophir yang tengah berlangsung, yaitu pengembangan Fase 4B Bualuang di Thailand, dengan instalasi dan pengeboran Platform Charlie, serta proyek pengembangan lapangan gas Meliwis di Jawa Timur. Fase 4B Bualuang telah mulai berproduksi pada bulan Desember 2019 dan proyek gas Meliwis diharapkan selesai pertengahan 2020.

Selama integrasi Ophir, sinergi berulang senilai lebih dari AS$50 juta dan penghematan tak berulang senilai AS$100 juta telah berhasil diidentifikasikan. Dalam proses integrasi ini, perhatian utama diberikan untuk memastikan proses serah terima operasi berjalan aman, serta bisnis dan proyek tetap berjalan tanpa kendala. Perusahaan memiliki gugus tugas yang menangani integrasi ini, dengan 400 pekerja Ophir terlibat dalam proses manajemen perubahan.

Aset Minyak & Gas - Indonesia

Aset	Jenis Kontrak	Luas Wilayah (Km2)	Masa Akhir Kontrak	Status	Pihak yang Terlibat
Laut Natuna Selatan, Blok B, Natuna	PSC	11.155	2028	Produksi	• MedcoEnergi 40% (Operator) • Medco Daya Abadi Lestari 35% • Prime Energy 25%
Senoro-Toili, Sulawesi Tengah	PSC JOB	451	2027	Produksi	• MedcoEnergi 30% • Pertamina 50%, Mitsubishi 20%
Blok A, Aceh	PSC	1.681	2031	Produksi	• MedcoEnergi 85% (Operator) • Medco Daya Energi Nusantara 15%
South Sumatra, Sumatra Selatan	PSC	4.470	2033	Produksi	• MedcoEnergi 65% (Operator) • Medco Daya Makmur 35%
Rimau, Sumatra Selatan	PSC/Gross Split	1.103	2023/2043	Produksi	• MedcoEnergi 60% (Operator) • Bahtera Daya Makmur 35% • PDP&E Sumsel 5%
Lematang, Sumatra Selatan	PSC	409	2027	Produksi	• MedcoEnergi 100%
Madura Offshore - Peluang & Maleo, Jawa Timur	PSC	849	2027	Produksi	• MedcoEnergi 67.5% (Operator) • Petronas 22.5% • Petrogas Pantai Madura 10%
Sampang, Jawa Timur	PSC	535	2027	Produksi	• MedcoEnergi 45% (Operator) • Singapore Petroleum Sampang 40% • Cue Sampang Pty 15%
Bangkanai - Kerendan, Kalimantan Timur	PSC	1.385	2033	Produksi	• Medco Energi 70% (Operator) • Saka Energi 30%
Tarakan, Kalimantan	PSC/Gross Split	180	2022/2042	Produksi	• MedcoEnergi 100%
Simenggaris, Kalimantan	PSC JOB	547	2028	Produksi	• MedcoEnergi 62.5% • Pertamina 37.5%
Madura Offshore – Meliwis, Jawa Timur	PSC	849	2027	Pengembangan	• MedcoEnergi 77.5% (Operator) • Petronas 22.5%
North Sokang, Kepulauan Riau	PSC	1.124	2040	Eksplorasi	• MedcoEnergi 100%
South Sokang, Kepulauan Riau	PSC	1.000	2040	Eksplorasi	• MedcoEnergi 100%
Bengara, Kalimantan	PSC	922	2029	Eksplorasi	• MedcoEnergi 100%
West Bangkanai, Kalimantan	PSC	5.463	2043	Eksplorasi	• MedcoEnergi 70% (Operator) • Saka Energi 30%

Central Processing Plant Gas Facility, Block A, Aceh

Perseroan mengelola blok produksi Indonesia di lima area bisnis, yaitu: (i) PSC Lepas Pantai Blok B Laut Natuna Selatan, (ii) JOB Senoro-Toili, (iii) PSC Blok A Aceh, (iv) Kawasan Sumatera Selatan (PSC Rimau, PSC South Sumatra, dan PSC Lematang), dan (v) PSC Madura Offshore dan PSC Sampang.

Blok B Laut Natuna Selatan, Kepulauan Riau

Perseroan memiliki 40% hak partisipasi dalam PSC Blok B Laut Natuna Selatan. Pada 2019, blok ini memproduksi 54,2 MBOEPD (kotor). MedcoEnergi mengoperasikan PSC serta fasilitas yang berlokasi di Laut Natuna, dalam kedalaman sekitar 300 kaki, dengan satu FPSO, satu FSO, empat platform pemrosesan pusat, tujuh platform kepala sumur, empat lapangan produksi dasar laut, dan kapal-kapal pendukung lepas pantai. Gas disalurkan dari PSC ke fasilitas penerimaan di Singapura melalui pipa West Natuna Transportation System sepanjang 656 kilometer. Baik pipa maupun fasilitas terkait dioperasikan oleh MedcoEnergi. Pada 2019, blok ini melakukan pengeboran dua sumur eksplorasi dengan hasil sukses di Bronang-2 serta dry hole di Tuna.

Senoro-Toili, Sulawesi Tengah

Perseroan memiliki 30% hak partisipasi dalam Joint Operating Company (JOB PMEPTS) yang mengoperasikan Blok Senoro-Toili. Perseroan juga memiliki 11,1% saham fasilitas LNG Donggi Senoro LNG (DSLNG). Kapasitas produksi maksimum JOB PMEPTS mencapai 340 MMSCFD; 270 MMSCFD di antaranya disalurkan ke Donggi Senoro LNG, 65 MMSCFD disalurkan ke pabrik pupuk ammonia PT Panca Amara Utama, dan 5 MMSCFD dialokasikan untuk PLN. Pada 2019, sumur pengembangan SNR-14 dan SNR-15 berhasil dibor dan diuji, dan skenario pengembangan potensial untuk Fase dua sedang dievaluasi.

Blok A, Aceh

Perseroan memiliki 85% hak partisipasi dalam PSC Blok A (Blok A). Blok ini memiliki lima lapangan gas, tiga di antaranya telah dikembangkan dalam proyek fase satu (Alur Siwah, Alur Rambong, dan Julu Rayeu), dan dapat menghasilkan 63 BBTUPD gas dan 2,4 MBOPD kondensat. Pekerjaan *commissioning* di lokasi sumur Alur Siwah telah selesai, dengan produksi gas pertama pada Agustus 2018.

Kawasan Sumatera Selatan (PSC Rimau, PSC South Sumatera dan PSC Lematang)

Perseroan memiliki hak partisipasi PSC South Sumatra (65%), PSC Rimau (60%), dan PSC Lematang (100%). Perseroan sedang mempelajari kemungkinan pengembangan proyek minyak berat Iliran High dan pada 2019 berhasil melaksanakan proyek Optimalisasi Pengangkatan Artifisial di lapangan minyak Matra, Meta, dan Jene.

Madura dan Sampang, Jawa Timur

Perseroan memiliki 67,5% hak partisipasi PSC Blok Madura Offshore yang berlokasi di Cekungan Jawa Timur, di Selat Madura, dan mencakup lapangan gas produksi Peluang dan Maleo, serta pengembangan lapangan gas Meliwis. Pada 2019, produksi gas mencapai 47,9 MMSCFD (kotor) dari lapangan Maleo dan Peluang. Awal produksi untuk proyek pengembangan gas Meliwis diperkirakan terjadi pertengahan 2020. Perseroan memiliki 45% hak partisipasi di PSC Blok Sampang. Pada 2019, blok ini menghasilkan 35,3 MMSCFD (kotor) dari lapangan Oyong dan Wortel.

Bangkanai, Kalimantan Tengah

Perseroan memiliki 70% hak partisipasi PSC Bangkanai. Pada 2019, blok ini menghasilkan 17,3 MMSCF (kotor) gas dan 0,4 MBOPD (kotor) kondensat.

Aset Minyak & Gas – Internasional

Aset	Jenis Kontrak	Luas Wilayah (Km2)	Masa Akhir Kontrak	Status	Pihak yang Terlibat
Bualuang B8/38 Block, Thailand	Royalty & Tax	377	2025	Produksi	• MedcoEnergi 100% (Operator)
Sinphuhorm, EU1 & E5N, Thailand	Royalty & Tax	230	2031	Produksi	• PTTEP 55% (Operator) • APICO LLC 35% • ExxonMobil 0.5% • MedcoEnergi memiliki 27,1785% kepemilikan saham di APICO LLC atau hak partisipasi tidak langsung di Sinphuhorm 9,5%
Block 12 W Chim Sao, Vietnam	PSC	1.395	2030	Produksi	• Premier Oil Vietnam Offshore B.V. 28.125% (Operator) • MedcoEnergi 31.875% • Premier Oil (Vietnam) Ltd 25% • PetroVietnam Exploration Production Corporation Ltd 15%
Block 9 Malik, Yemen	PSA	4.728	2030	Produksi	• MedcoEnergi 25% • Calvalley Petroleum (Cyprus) Ltd 50% • Hood Oil Ltd 25%
Karim Small Fields, Oman	Service Agreement	781	2040	Produksi	Medco Oman LLC 75% (Operator) Oman Oil Company 25% Pemilik saham Medco Oman LLC: • MedcoEnergi 78% • Kuwait Energy 10% • Vision Oil & Gas 6.67% • Petrovest General Trade 5.33%
Block 56, Oman	PSC	5.808	2020	Eksplorasi	• MedcoEnergi 50% (Operator) • Intaj LLC 25% • Biyaq LLC 25%
Block 10, Mexico	PSC	1.999	2023	Eksplorasi	• Repsol 40% (Operator) • Petronas 40% • MedcoEnergi 20%
Block 12, Mexico	PSC	3.099	2023	Eksplorasi	• Petronas 60% (Operator) • PTTEP 20% • MedcoEnergi 20%
PM322, Malaysia	PSC	20.000	2020	Eksplorasi	• MedcoEnergi 85% (Operator) • Petronas Carigali 15% (Cost Carried)
Area 47, Libya	EPSA IV	6.182	Tahap eksplorasi 5 tahun Tahap produksi 25 tahun setelah periode ekplorasi.	Tahap eksplorasi & Tahap Pengembangan	Tahap Eksplorasi: • MedcoEnergi 50% (Operator) • Libya Investment Authority (50%) Tahap Pengembangan: • National Oil Company (50%) • MedcoEnergi 25% • Libya Investment Authority 25% • Nafusah Oil Operation (Operator)
Block 1 & 4, Tanzania	PSA	8.511,51 dan 3.783,97	Block 1 – 2020 Block 4 – 2017 (Izin untuk melakukan kegiatan pra pengembangan menunggu peninjauan PSA oleh pemerintah)	Pra Pengembangan	• Shell 60% (Operator) • Pavilion Energy 20% • MedcoEnergi 20%

Kerisi Platform, Blok B Laut Natuna Selatan

Bualuang, Thailand
Perseroan merupakan operator dan memiliki 100% hak partisipasi lapangan Bualuang di blok lepas pantai B8/38 Teluk Thailand. Lapangan ini mencakup dua platform produksi yang berhubungan dengan sebuah FSO sewaan. Pada 2019, proyek pengembangan Fase 4B telah menginstalasi 12 slot baru pada platfrom Charlie, mengebor 13 sumur pengembangan dan meningkatkan kapasitas pengolahan air dari 75.000 BWPD menjadi 100.000 BWPD. Pada akhir tahun 2019, enam sumur telah berproduksi dan produksi pun meningkat dari 6.000 BOPD menjadi 12.900 BOPD.

Sinphuhorm, Thailand
Perseroan memiliki hak partisipasi 9,5125% dalam lapangan gas Sinphuhorm melalui kepemilikan 27,1875% saham APICO. Lapangan ini dioperasikan oleh PTTEP dan berlokasi di dataran Khorat, tenggara Thailand. Gas dan cairan disalurkan melalui pipa sepanjang 62 km ke pabrik pemrosesan gas yang berlokasi di samping pembangkit listrik Nam Phong. APICO merupakan operator dan memiliki 100% hak partisipasi area produksi Sinphuhorm East (L15/43) dan Dong Mun (L27/43) di tenggara Thailand.

Blok 12W, Vietnam
Perseroan memiliki 31,875% hak partisipasi non operasi Blok 12 W di dataran lepas pantai Nam Con Son, Vietnam. Blok ini mencakup lapangan produksi Chim Sáo dan Dua. Kedua lapangan memproduksi minyak dengan FPSO sewaan. Sumur Chim Sao berlokasi di platform kepala sumur 20 slot dan lapangan Dua mencakup 3 sumur dasar laut. Gas dijual melalui sistem pipa Nam Con Son kepada PV Gas. Produksi rata-rata mencapai 21.900 BOEPD pada 2019.

Blok 9 Malik, Yaman
Perseroan memiliki 25% hak partisipasi non operasi di Blok 9, yang terdiri atas empat lapangan produksi minyak. Produksi minyak dihentikan pada awal 2015 akibat konflik di Yemen. Pada akhir 2018, operator mengawali sebuah program persiapan fasilitas dan sumur untuk memulai kembali produksi di lapangan Hiswah pada bulan Maret 2019. Produksi secara berangsur meningkat hingga mencapai 5.000 BOPD dan beberapa lapangan lain diaktifkan kembali.

Karim Small Fields, Oman
Perseroan memiliki 58,5% hak partisipasi efektif operasi Kontrak Jasa Karim Small Fields. Konsesi ini memproduksi sekitar 13.000 BOPD dari 15 lapangan dan sedang melaksanakan program *active infill drilling* guna mempertahankan produksi. Pada 2019, Perseroan mengebor 18 sumur, termasuk 2 sumur eksplorasi. Metode *Water Flood* telah diimplementasikan di beberapa lapangan untuk meningkatkan pemulihan dan proyek percontohan *steam flood* aktif sedang berlangsung.

Blok 56, Oman
Perseroan memiliki 50% hak partisipasi operasi lepas pantai Blok 56 dengan area kerja sekitar 5.808 km2. Tiga sumur eksplorasi telah dibor pada 2017 dan 2018, memenuhi komitmen eksplorasi Fase Pertama. Fase ini telah diperpanjang hingga akhir 2020 untuk memberikan kesempatan pengujian sumur eksplorasi lanjutan.

Blok 10 dan 12, Meksiko
Perseroan memiliki 20% hak partisipasi non operasi blok eksplorasi laut dalam yang berlokasi di Mexican Ridges dan dataran Sureste. Persiapan tengah berlangsung untuk mengebor sumur eksplorasi di Blok 10 pada 2020.

PM322, Malaysia
Perseroan memiliki 85% hak partisipasi Blok PM322 yang berlokasi di Selat Melaka, di pesisir barat Semenanjung Malaysia. *Survey Full Tensor Gravity* akan dilakukan pada 2020.

Area 47, Libya
Perseroan memiliki 50% hak partisipasi operasi di area eksplorasi Area 47 dan 25% saham dalam *Joint Operating Company,* Nafusah Oil Operations (NOO), yang merupakan operator pengembangan dan temuan komersial Area 47. Karena keterbatasan keamanan, belum ada aktivitas eksplorasi yang signifikan pada 2019. Perseroan, bersama National Oil Company (NOC) terus bekerja dengan NOO untuk rencana pengembangan lapangan bertahap dengan pengeluaran modal awal minimal.

Block 1 and 4, Tanzania
Perseroan memiliki 20% hak partisipasi non operasi di Blok 1 dan 4, lepas pantai Tanzania. Blok ini mencakup sepuluh temuan gas laut dalam dengan cadangan tersertifikasi (2C) sebesar 15 TCF (kotor). Hubungan dengan Pemerintah Tanzania terkait pengembangan gas alam tetap memusatkan perhatian kepada penetapan ketentuan komersial bagi pengembangan proyek LNG yang kompetitif.

Kegiatan pemeliharaan di Karim Small Fields, Oman

KETENAGALISTRIKAN

“Mengembangkan platform energi bersih melalui proyek baru di bidang gas, geotermal dan panel surya”

Eka Satria
Direktur Utama PT Medco Power Indonesia

Medco Power memililki empat segmen tenaga listrik, yaitu Gas, Geotermal, Energi Terbarukan lainnya, serta Jasa O&M di 12 lokasi di seluruh Indonesia.

Kami memiliki lima IPP Gas di Batam dan Sumatra Selatan, dan saat ini sedang mengembangkan pembangkit listrik gas siklus gabungan 275 MW di Riau, yang diperkirakan akan mencapai operasi komersial pada kuartal dua tahun 2021.

Medco Power mengoperasikan fasilitas geotermal Sarulla di Sumatera Utara, operasi geotermal terbesar di dunia dalam satu kontrak. Perseroan juga memiliki lisensi geotermal lain di Ijen, Jawa Timur dan di Bonjol, Sumatera Barat. Medco Power memiliki dua pembangkit listrik mini-hidro yang beroperasi di Jawa Barat. Kami sedang membangun dan akan mengoperasikan fasilitas panel surya 2x25 MWp di Bali dan panel surya 26 MWp di Sumbawa.

Di samping bisnis IPP, Medco Power juga mengoperasikan pembangkit listrik pihak ketiga melalui kontrak O&M, yang mencakup O&M untuk pembangkit listrik Tanjung Jati B dan unit pembangkit listrik portabel di beberapa lokasi di Indonesia. Pada 2019, Medco Power menandatangani dua kontrak O&M baru dengan PLN untuk Sulut-1, Sulawesi Utara dan Timor-1, Nusa Tenggara Timur.

Pembangkit Tenaga Listrik

Pembangkit	Lokasi	Jenis Bahan Bakar	2017	2018	2019
Mitra Energi Batam	Batam	Gas	587	557	586
Dalle Energi Batam	Batam	Gas	609	618	500
Energi Listrik Batam	Batam	Gas	420	499	521
TM2500	Batam	Gas	13	5	33
Energi Prima Elektrika	Sumatera Selatan	Gas	78	81	73
Multidaya Prima Elektrindo	Sumatera Selatan	Gas	80	80	80
Singa	Sumatera Selatan	Gas	30	21	5
Total Gas			**1.817**	**1.861**	**1.798**
Operasional Sarulla	Sumatera Utara	Geotermal	352	809	748
Total Geotermal			**352**	**809**	**748**
Pembangkitan Pusaka Parahiangan	Jawa Barat	Mini-hidro		11	30
Bio Jatropha Indonesia, Cibalapulang	Jawa Barat	Mini-hidro	5	23	24
Total Mini-hidro			**5**	**34**	**54**
Total Keseluruhan (GWh)			**2.174**	**2.704**	**2.600**

Kawasan pembangkit tenaga listrik Medco Power di Panaran, Batam

Pembangkit	Kepemilikan	Kapasitas Bruto (MW)
IPP		
Mitra Energi Batam	64%	85
Dalle Energi Batam	80%	85
Energi Listrik Batam	70%	76
TM2500	100%	20
Energi Prima Elektrika	92,50%	12
Multidaya Prima Elektrindo	85%	12
Operasional Sarulla	19%	330
Pembangkitan Pusaka Parahiyangan	100%	9
Bio Jatropha Indonesia, Cibalapulang	70%	9
Total IPP		**638**
O&M		
Medco Geotermal Sarulla	100%	330
Tanjung Jati B	80%	1.320
TM2500	64%	500
Total O&M		**2.150**

PERTAMBANGAN

“Fokus AMNT adalah meningkatkan efisiensi pertambangan tembaga dan emas sehingga memberikan nilai tambah kepada pemangku kepentingan kami. Fase 7 akan mulai produksi di 2020”

Rachmat Makkasau
Direktur Utama PT Amman Mineral Nusa Tenggara

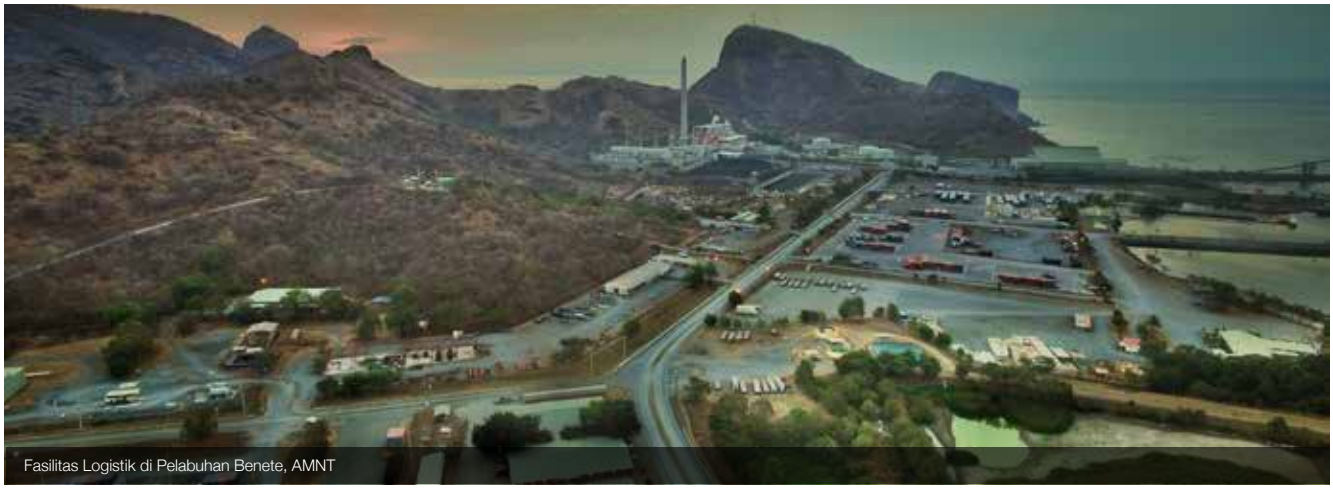
PT Amman Mineral Nusa Tenggara (AMNT), memiliki dan mengoperasikan Tambang Batu Hijau dan prospek tembaga dan emas, berlokasi di Kabupaten Sumbawa Barat, Nusa Tenggara Barat. Pada 2019, AMNT menghasilkan 130,3 Mlbs tembaga dan 55,5 Koz emas dari persediaan bijihnya. Pada 2019, AMNT fokus kepada implementasi efisiensi operasional dan pengembangan Fase 7 Tambang Batu Hijau.

Tambang Batu Hijau
Batu Hijau merupakan operasi tambang di permukaan yang besar, utamanya menghasilkan tembaga dan gas serta sejumlah kecil perak. Area Tambang Batu Hijau berlokasi di pulau Sumbawa, sekitar 950 mil di sebelah timur Jakarta. Area ini dapat diakses melalui fasilitas pelabuhan di Teluk Benete. Proyek ini beroperasi penuh dan sekitar 3.000 pekerja dan mitra bisnis mengakses area ini dengan *speedboat* dari Lombok atau dengan pesawat amfibi dari Lombok dan Denpasar, Bali.

Batu Hijau memiliki cadangan yang diperkirakan sebesar 4.220 Mlbs tembaga dan 3.990 Koz emas per 31 Desember 2019. Proses *cut-back* Fase 7 dipercepat pada 2019 dengan fokus kepada pemindahan limbah sebelum memulai pertambangan bijih pada pertengahan 2020. Selama pengembangan Fase 7, operasi pemrosesan akan menggunakan sumber utamanya dari persediaan bijih di lokasi tersebut. Studi selanjutnya sedang dilaksanakan untuk memperpanjang usia Penambangan tambang Batu Hijau termasuk pendalaman fase 7 atau *cut-back* fase 8.

Tambang Elang dan Pengembangan Lainnya
Aktivitas eksplorasi pada 2019 berpusat pada Elang, yang memiliki cadangan mineral yang diperkirakan mencapai 10,5 miliar lbs tembaga dan 15,3 juta oz emas, dan terletak sekitar 62 km di sebelah timur tambang Batu Hijau. Sejak 2017, AMNT secara kumulatif telah menggali 569 lubang dengan total kedalaman 116.508 m untuk pengeboran cadangan, metalurgi, geoteknikal dan hidrogeologi di Elang. Sebesar 25.000 m pengeboran lebih jauh direncanakan untuk tahun 2020. Kajian cadangan JORC dan kelayakan sedang berlangsung.

Pengembangan Smelter
Sesuai UU Minerba 2009, AMNT berkomitmen membangun fasilitas pemurnian dan peleburan tembaga serta fasilitas pendukung lainnya di tambang Batu Hijau. Outotec telah ditunjuk sebagai penyedia teknologi dan akan bertindak sebagai subkontraktor dari kontraktor EPC terpilih. Outotec telah menyelesaikan Front End Engineering Design (“FEED”) untuk proyek smelter. AMNT telah menyelesaikan 94% dari akuisisi 145 ha lahan untuk area proyeknya di Benete Selatan. Fasilitas smelter ini didesain untuk menerima konsentrat tembaga dari tambang Batu Hijau dan tambang lainnya di Indonesia, dengan target pasokan hingga 1,3 juta ton konsentrat per tahun.



Fasilitas Logistik di Pelabuhan Benete, AMNT

LAINNYA

Stasiun Kompresor Gunung Megang, Sumatera Selatan

PT Api Meta Graha

Perseroan memiliki 49% saham PT Api Metra Graha (AMG). AMG memiliki beberapa aset, termasuk Gedung The Energy, sebuah Gedung perkantoran 43 lantai yang berlokasi di Sudirman Central Business District. Dibangun pada tahun 2006 dan beroperasi sejak 2008, Gedung Premium Grade A ini merupakan kantor pusat Perseroan.

PT Exspan Petrogas Intranusa (EPI)

EPI merupakan entitas yang sepenuhnya dimiliki Perseroan dan dengan satu rig pengeboran dan dua *rig workover* yang beroperasi.

PT Mitra Energi Gas Sumatra (MEGS)

MEGS merupakan entitas yang dimiliki sepenuhnya oleh Perseroan dan mengoperasikan pipa sepanjang 17,5 km di Gunung Megang, Muara Enim, Sumatera Selatan.

PT Satria Raksa Balaraja (SRB)

SRB merupakan entitas yang dimiliki sepenuhnya oleh Perseroan dan bergerak dibidang jasa keamanan untuk aset MedcoEnergi dan pihak ketiga PSC minyak dan gas di Indonesia.

04.
PROFIL PERSEROAN

Sejarah Perseroan	44
Sekilas MedcoEnergi	45
Visi, Misi dan Nilai-Nilai Perusahaan	46
Struktur Organisasi	47
Struktur Perseroan	48
Profil Dewan	50
Data Perseroan	53
Sumber Daya Manusia	54
Ikhtisar Keuangan	56
Ikhtisar Operasional	57
Komposisi Pemegang Saham	59
Surat Berharga MedcoEnergi	60
Alamat Kantor Perseroan dan Institusi Pendukung	67

SEJARAH PERSEROAN

1980
Pelopor

Arifin Panigoro mendirikan kontraktor pengeboran Indonesia pertama pada 9 Juni 1980, PT Epsi Pribumi Drilling Company.

1992
Membangun Landasan

PT Meta Epsi Pribumi Drilling Company menjadi perusahaan E&P dengan operasi di Kalimantan Timur.

1994
Go Public

PT Epsi Pribumi Drilling Company menjadi PT Medco Energi Corporation dan melakukan penawaran saham perdana di Bursa Efek Indonesia (BEI).

1995
Ekspansi Pertama

MedcoEnergi mengekspansi usaha E&P melalui serangkaian akuisisi aset internasional dan mengoperasikan Blok Rimau dan Blok South Sumatra.

1996
Temuan Besar

Lapangan Kaji dan Semoga yang luar biasa besar ditemukan di Blok Rimau. Enam tahun kemudian, MedcoEnergi menjadi perusahaan E&P Indonesia terkemuka dengan produksi rata-rata 85.500 BOEPD.

2006
Menuju ke Barat

Dengan rekam jejak operasi E&P yang sukses, MedcoEnergi menjelajah ke luar negeri, ke Timur Tengah dengan kontrak jasa untuk mengoperasikan Karim Small Fields di Oman.

2010
Tumbuh Berkelanjutan

MedcoEnergi memperoleh perpanjangan selama 20 tahun untuk PSC Blok A, Aceh dan PSC South Sumatra.

2013
Energi Terbarukan

MedcoEnergi memperkuat pertumbuhan berkelanjutan dengan memasuki energi terbarukan. Kontrak Pasok Energi dengan PLN ditandatangani untuk proyek geotermal Sarulla, kontrak tunggal terbesar dunia, di Sumatera Utara.

2015
Operasi LNG Hulu-Hilir

MedcoEnergi dan mitra membangun proyek LNG Indonesia pertama yang memisahkan bisnis hulu dan hilir, berlokasi di Sulawesi Tengah.

2016
Ekspansi Lanjutan

MedcoEnergi melanjutkan ekspansi melalui pembelian hak partisipasi di PSC Blok B Laut Natuna Selatan, operasi minyak & gas lepas pantai kelas dunia, serta akuisisi Amman Mineral Nusa Tenggara, perusahaan pertambangan tembaga dan emas.

2018
Produksi Gas Baru

MedcoEnergi memulai komisi fasilitas gas di Blok A, Aceh.

2019
Memimpin di Asia Tenggara

MedcoEnergi melakukan ekspansi portofolio minyak & gas melalui akuisisi Ophir Energy plc, kemudian menjadi Perusahaan energi dan sumber daya alam terkemuka di Asia Tenggara.

SEKILAS MEDCOENERGI

MedcoEnergi adalah perusahaan energi dan sumber daya alam yang fokus pada tiga segmen bisnis utama: minyak dan eksplorasi & produksi gas, ketenagalistrikan dan memiliki hak partisipasi yang tidak dikonsolidasikan dalam tambang tembaga dan emas. Pada 22 Mei 2019, Perusahaan berhasil menyelesaikan akuisisi Ophir Energy plc (Ophir) yang mengokohkan posisi MedcoEnergi sebagai perusahaan energi dan sumber daya alam terkemuka di Asia Tenggara.

MedcoEnergi menilai portofolionya secara teratur. Selama beberapa tahun terakhir divestasi non-inti aset telah memfokuskan bisnis yang tersisa pada tiga segmen utamanya. Dalam bisnis inti di sana juga telah ditingkatkan melalui pelepasan aset secara selektif. Pada 2019, Perusahaan menuntaskan penjualan aset minyak dan gas di Amerika Serikat, Tunisia dan Meksiko, 35% dari hak partisipasi di Rimau dan PSC Sumatra Selatan dan keluar dari aset eksplorasi air dalam bekas Ophir di Bangladesh, Vietnam, Guinea Khatulistiwa, Aru dan Papua Barat. Selain itu Perusahaan menjual 51% saham di perusahaan properti PT AMG (yang memiliki Energy Building) dan mengurangi kepemilikannya di AMNT, Sumbawa dan Ijen Geothermal, Jawa Timur.

MedcoEnergi sekarang memiliki hak partisipasi dalam 15 properti minyak dan gas di Indonesia, 11 di antaranya telah berproduksi. Perseroan juga memiliki hak partisipasi di delapan negara selain Indonesia dengan aset produksi utama di Vietnam dan Thailand, serta aset lainnya di Yaman, Libya, Oman, Malaysia, Meksiko, dan Tanzania. Pada 2019, produksi minyak dan gas mencapai 103 MBOEPD dengan tambahan kontribusi Ophir dimulai pada 1 Juni 2019. Produksi adalah 115 MBOEPD berbasis pro forma, di atas panduan Perseroan 2019 sebesar 110 MBOEPD. Biaya unit minyak dan gas 2019 mencapai AS$9,3 per BOE, sesuai target Perseroan yang telah bertahan cukup lama untuk menjaga biaya di bawah AS$10 per BOE.

MedcoEnergi melalui entitas anak Medco Power, berkompetisi dalam bisnis pembangkit tenaga listrik di Indonesia. Medco Power mendorong solusi energi bersih dan memiliki hak partisipasi dalam pembangkit listrik tenaga gas, geotermal dan pembangkit listrik tenaga air. Medco Power memiliki dan mengoperasikan sembilan aset pembangkit IPP berukuran kecil hingga medium, serta mengembangkan fasilitas pembangkit listrik baru dan menyediakan layanan Operasi dan Pemeliharaan untuk pembangkitnya sendiri dan untuk pembangkit listrik pihak ketiga.

MedcoEnergi secara efektif memiliki 32,3% saham PT Amman Mineral Nusa Tenggara (AMNT), sebuah tambang tembaga dan emas yang besar, berlokasi di Sumbawa, Nusa Tenggara Barat, Indonesia.

VISI & MISI DAN NILAI-NILAI PERUSAHAAN

VISI

Menjadi Perusahaan Energi Pilihan bagi investor, pemegang saham, mitra kerja, pekerja serta masyarakat umum.

MISI

Mengembangkan sumber daya energi menjadi portofolio investasi yang menguntungkan.

NILAI-NILAI **PERUSAHAAN**

Profesional

Seluruh pekerja harus berperilaku profesional, yang berarti, antara lain:

- Kompeten dalam bidangnya.
- Memiliki "semangat juara."
- Meningkatkan kemampuan diri setiap saat.
- Memiliki kemampuan profesional dan mengetahui batas kemampuannya.

Etis

Seluruh pekerja harus berperilaku etis, yang berarti, antara lain:

- Menjalankan usaha secara adil dengan integritas tinggi.
- Menerapkan standar etika tertinggi pada setiap waktu.
- Memahami dan mentaati kebijakan etika dan tata kelola perusahaan.

Terbuka

Seluruh pekerja harus berupaya untuk berperilaku terbuka atau transparan, yang berarti, antara lain:

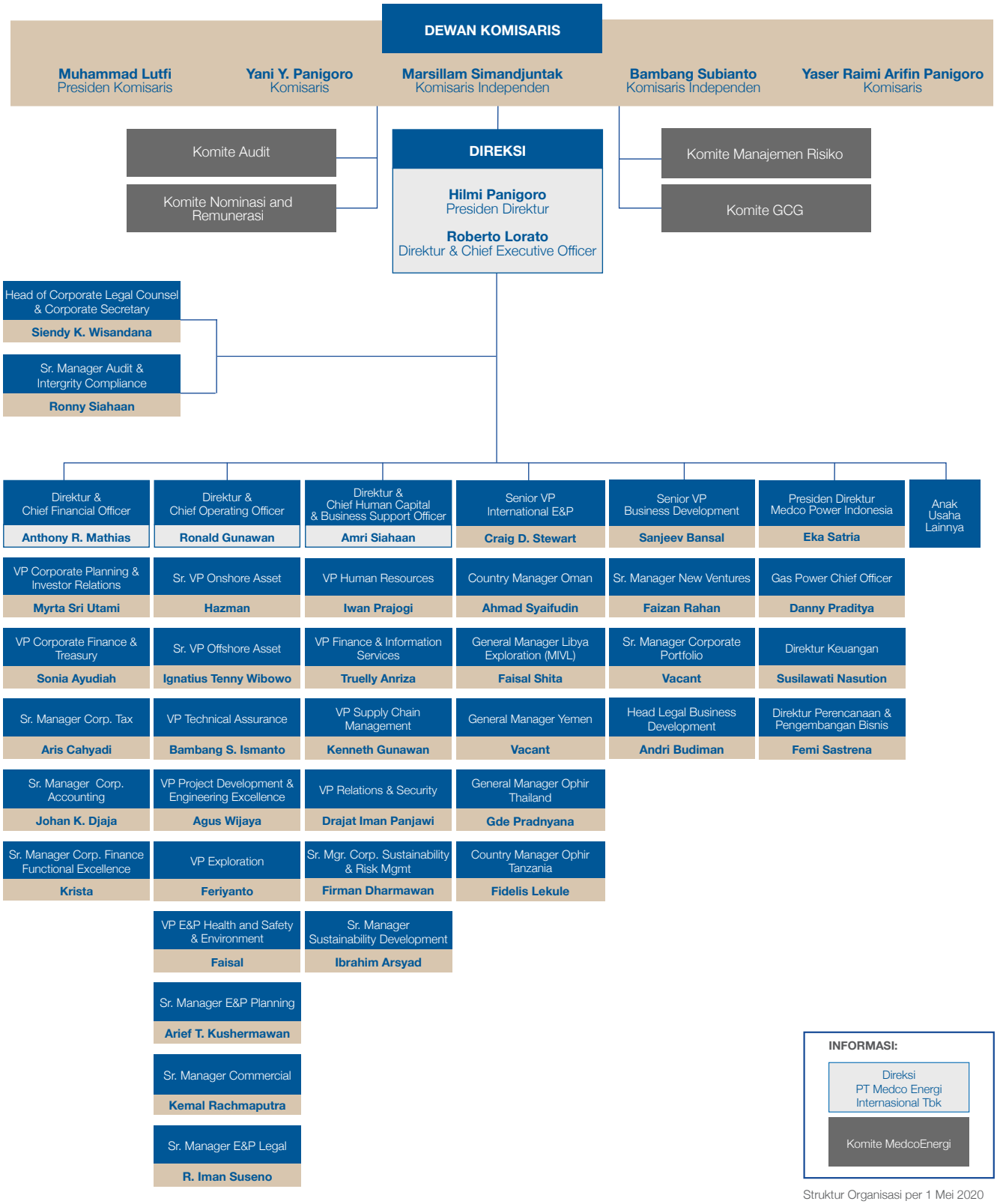
- Mendorong informalitas dan keterbukaan dalam berkomunikasi.
- Membangun suasana dan rasa saling percaya diantara pekerja dan manajemen.
- Memiliki rasa keterbukaan. dalam tata pikir, tata laku, dan tata kerja.

Inovatif

Seluruh pekerja harus menumbuhkan semangat inovasi, antara lain dengan:

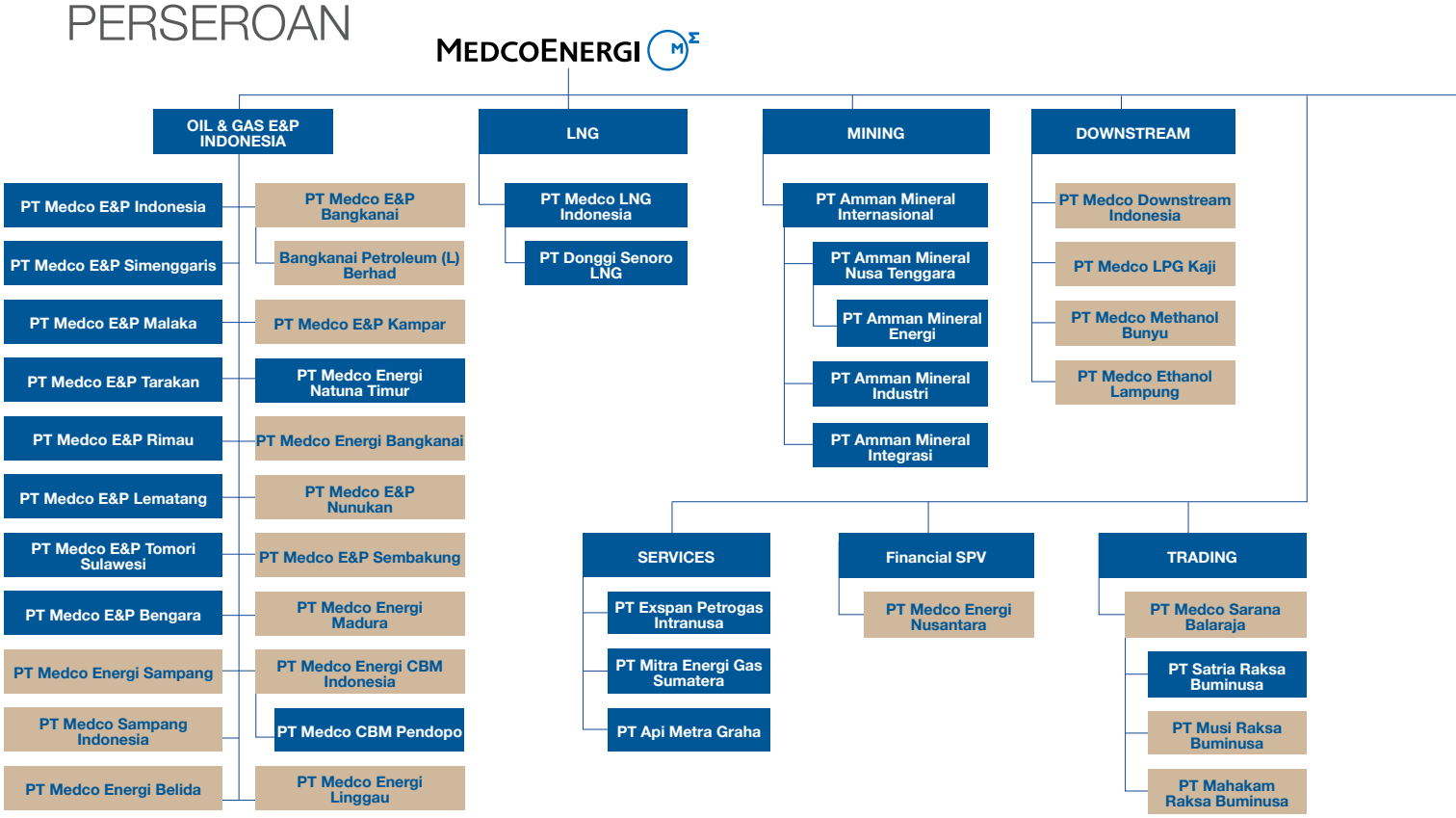
- Membangun budaya untuk selalu ingin lebih maju.
- Senantiasa mencari terobosan demi tercapainya hasil atau proses yang lebih baik, lebih aman, lebih murah, dan lebih cepat.
- Memiliki kematangan intelektual dan emosional.

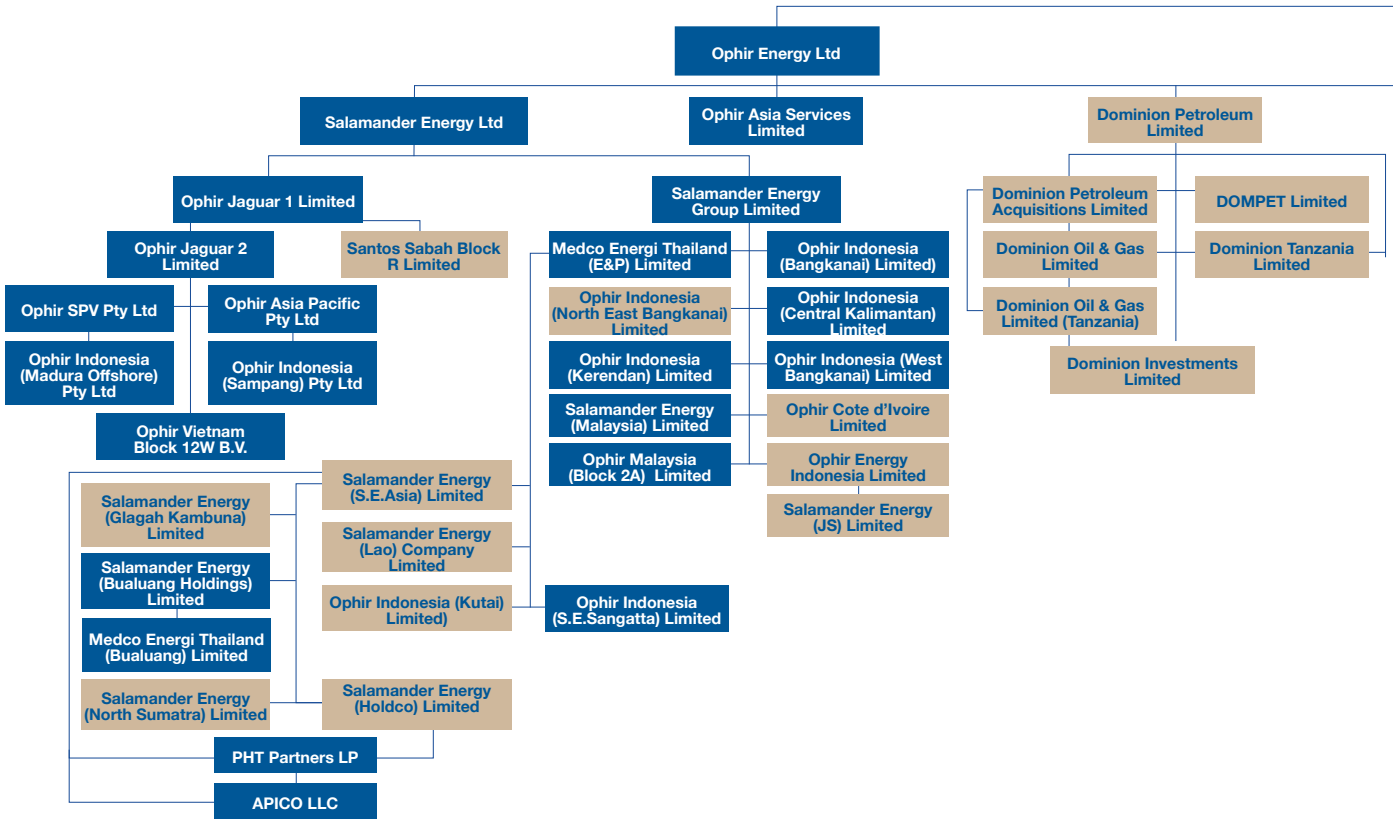
STRUKTUR ORGANISASI

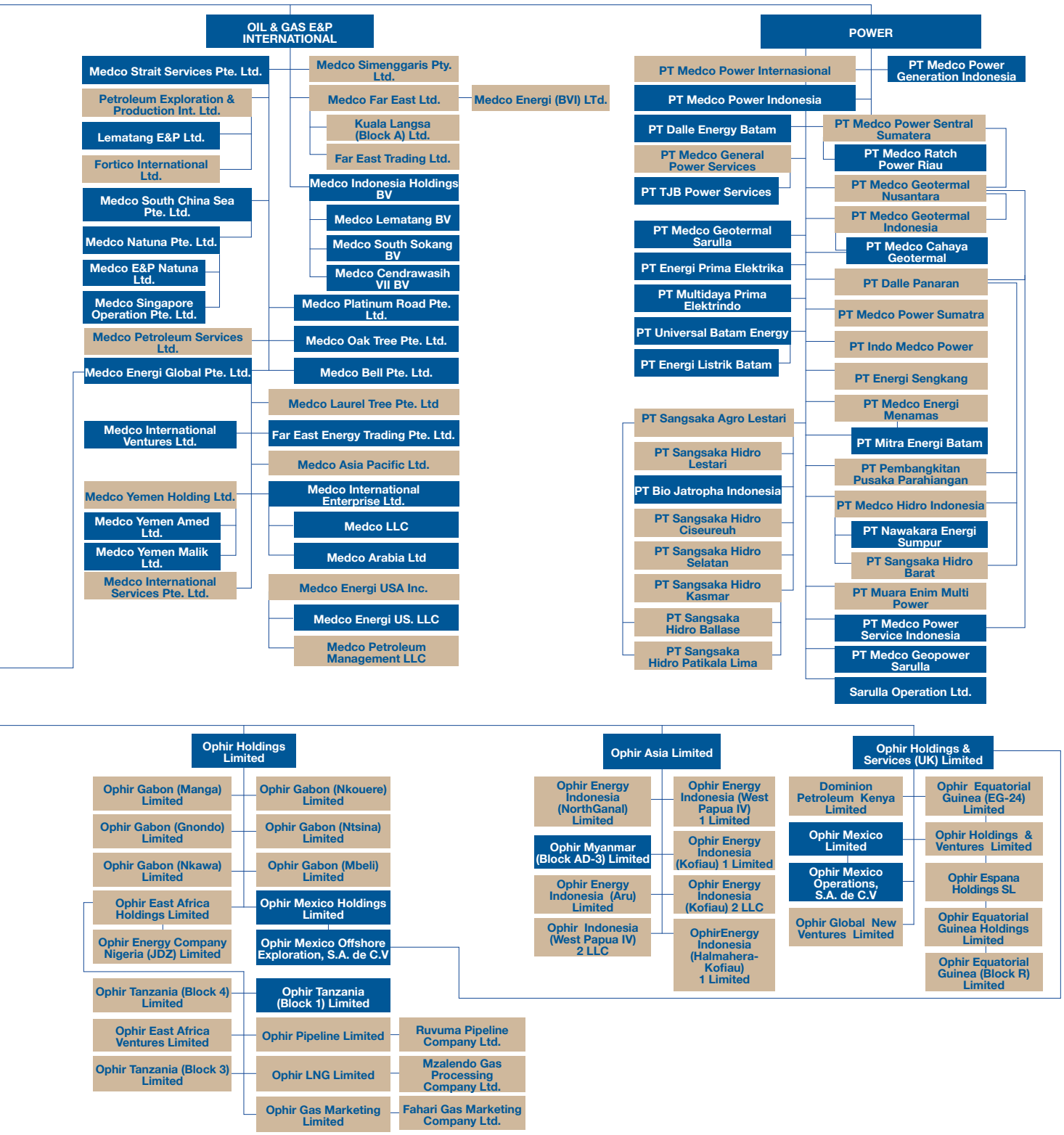


Struktur Organisasi per 1 Mei 2020

STRUKTUR PERSEROAN






OIL & GAS E&P INTERNATIONAL
Medco Strait Services Pte. Ltd.
Petroleum Exploration & Production Int. Ltd.
Lematang E&P Ltd.
Fortico International Ltd.
Medco South China Sea Pte. Ltd.
Medco Natuna Pte. Ltd.
Medco E&P Natuna Ltd.
Medco Singapore Operation Pte. Ltd.
Medco Petroleum Services Ltd.
Medco Energi Global Pte. Ltd.
Medco International Ventures Ltd.
Medco Yemen Holding Ltd.
Medco Yemen Amed Ltd.
Medco Yemen Malik Ltd.
Medco International Services Pte. Ltd.
Medco Simenggaris Pty. Ltd.
Medco Far East Ltd.
Medco Energi (BVI) LTd.
Kuala Langsa (Block A) Ltd.
Far East Trading Ltd.
Medco Indonesia Holdings BV
Medco Lematang BV
Medco South Sokang BV
Medco Cendrawasih VII BV
Medco Platinum Road Pte. Ltd.
Medco Oak Tree Pte. Ltd.
Medco Bell Pte. Ltd.
Medco Laurel Tree Pte. Ltd
Far East Energy Trading Pte. Ltd.
Medco Asia Pacific Ltd.
Medco International Enterprise Ltd.
Medco LLC
Medco Arabia Ltd
Medco Energi USA Inc.
Medco Energi US. LLC
Medco Petroleum Management LLC
POWER
PT Medco Power Internasional
PT Medco Power Generation Indonesia
PT Medco Power Indonesia
PT Dalle Energy Batam
PT Medco General Power Services
PT TJB Power Services
PT Medco Geotermal Sarulla
PT Energi Prima Elektrika
PT Multidaya Prima Elektrindo
PT Universal Batam Energy
PT Energi Listrik Batam
PT Sangsaka Agro Lestari
PT Sangsaka Hidro Lestari
PT Bio Jatropha Indonesia
PT Sangsaka Hidro Ciseureuh
PT Sangsaka Hidro Selatan
PT Sangsaka Hidro Kasmar
PT Sangsaka Hidro Ballase
PT Sangsaka Hidro Patikala Lima
PT Medco Power Sentral Sumatera
PT Medco Ratch Power Riau
PT Medco Geotermal Nusantara
PT Medco Geotermal Indonesia
PT Medco Cahaya Geotermal
PT Dalle Panaran
PT Medco Power Sumatra
PT Indo Medco Power
PT Energi Sengkang
PT Medco Energi Menamas
PT Mitra Energi Batam
PT Pembangkitan Pusaka Parahiangan
PT Medco Hidro Indonesia
PT Nawakara Energi Sumpur
PT Sangsaka Hidro Barat
PT Muara Enim Multi Power
PT Medco Power Service Indonesia
PT Medco Geopower Sarulla
Sarulla Operation Ltd.
Ophir Holdings Limited
Ophir Gabon (Manga) Limited
Ophir Gabon (Gnondo) Limited
Ophir Gabon (Nkawa) Limited
Ophir East Africa Holdings Limited
Ophir Energy Company Nigeria (JDZ) Limited
Ophir Gabon (Nkouere) Limited
Ophir Gabon (Ntsina) Limited
Ophir Gabon (Mbeli) Limited
Ophir Mexico Holdings Limited
Ophir Mexico Offshore Exploration, S.A. de C.V
Ophir Tanzania (Block 4) Limited
Ophir East Africa Ventures Limited
Ophir Tanzania (Block 3) Limited
Ophir Tanzania (Block 1) Limited
Ophir Pipeline Limited
Ophir LNG Limited
Ophir Gas Marketing Limited
Ruvuma Pipeline Company Ltd.
Mzalendo Gas Processing Company Ltd.
Fahari Gas Marketing Company Ltd.
Ophir Asia Limited
Ophir Energy Indonesia (NorthGanal) Limited
Ophir Myanmar (Block AD-3) Limited
Ophir Energy Indonesia (Aru) Limited
Ophir Indonesia (West Papua IV) 2 LLC
Ophir Energy Indonesia (West Papua IV) 1 Limited
Ophir Energy Indonesia (Kofiau) 1 Limited
Ophir Energy Indonesia (Kofiau) 2 LLC
OphirEnergy Indonesia (Halmahera-Kofiau) 1 Limited
Ophir Holdings & Services (UK) Limited
Dominion Petroleum Kenya Limited
Ophir Mexico Limited
Ophir Mexico Operations, S.A. de C.V
Ophir Global New Ventures Limited
Ophir Equatorial Guinea (EG-24) Limited
Ophir Holdings & Ventures Limited
Ophir Espana Holdings SL
Ophir Equatorial Guinea Holdings Limited
Ophir Equatorial Guinea (Block R) Limited
INFORMASI:
Perusahaan Aktif
Perusahaan Tidak Aktif

PROFIL
DEWAN KOMISARIS

1 Muhammad Lutfi | Komisaris Utama

Warga negara Indonesia, lahir di Jakarta pada 18 Agustus 1969; Sarjana Ekonomi dari Purdue University, AS (1992); sebelumnya merupakan Menteri Perdagangan Republik Indonesia (2014), Dutabesar Indonesia untuk Jepang (2010-2013), Kepala Badan Koordinasi Penanaman Modal (BPPM) (2005-2009); diangkat sebagai Komisaris Utama dengan Keputusan RUSLB tanggal 25 November 2015; juga menjabat sebagai Ketua Komite Manajemen Risiko; dan sebagai anggota Komite Nominasi dan Remunerasi serta Komite GCG; tidak memiliki hubungan afiliasi dengan anggota Direksi dan sesama Dewan Komisaris.

2 Bambang Subianto | Komisaris Independen

Warga negara Indonesia, lahir di Jakarta pada 31 Maret 1948; Sarjana Teknik Kimia dari Institut Teknologi Bandung, Indonesia (1973); sebelumnya merupakan partner PT Ernst & Young Consulting (2000-2004), Menteri Keuangan Republik Indonesia (1998-1999), Kepala Badan Badan Penyehatan Perbankan Nasional (BPPN) (Januari-Februari 1998); diangkat sebagai Komisaris Utama dengan Keputusan RUSLB tanggal 25 November 2015; juga menjabat sebagai Ketua Komite Audit dan sebagai anggota Komite Manajemen Risiko; tidak memiliki hubungan afiliasi dengan anggota Direksi dan sesama Dewan Komisaris.

3 Marsillam Simandjuntak | Komisaris Independen

Warga negara Indonesia, lahir di Jakarta pada 23 Februari 1943; Sarjana Kedokteran dari Universitas Indonesia, Indonesia (1971) dan Sarjana Hukum dari Universitas Indonesia, Indonesia (1989); sebelumnya merupakan Staf Khusus Menteri Keuangan untuk Prakarsa Reformasi Pajak dan Bea Cukai (2006-2010), Kepala Unit Kerja Presiden Pengelolaan Program dan Reformasi (UKP-PPR) (2006-2009), dan Sekretaris Kabinet/Menteri Kehakiman/Jaksa Agung Republik Indonesia (2001); diangkat sebagai Komisaris Utama dengan Keputusan RUSLB tanggal 25 November 2015; juga menjabat sebagai Ketua Komite Nominasi dan Remunerasi dan sebagai anggota Komite Manajemen Risiko dan Komite GCG; tidak memiliki hubungan afiliasi dengan anggota Direksi dan sesama Dewan Komisaris.

4 Yani Y. Panigoro | Komisaris

Warga negara Indonesia, lahir di Bandung pada 18 Juni 1951; Sarjana Teknik Elektro dari Institut Teknologi Bandung, Indonesia (1975) dan Magister Manajemen dari Sekolah Tinggi Manajemen Bandung, Indonesia (1997); diangkat sebagai Komisaris dengan keputusan RUSLB tanggal 25 November 2015; juga menjabat sebagai Direktur PT Medco Duta dan PT Medco Intidinamika, Komisaris PT Sentrafood Indonusa dan PT Sarana Jabar Ventura, serta merupakan pengajar di Universitas Indonesia.

5 Yaser Raimi A. Panigoro | Komisaris

Warga negara Indonesia, lahir di Bandung pada 22 Juli 1978; Sarjana Teknologi Informasi dari American University, AS (2002); sebelumnya merupakan Deputy Managing Director MedcoEnergi Mining (2007-2010) dan Business Development Mnaager MedcoEnergi (2003); diangkat sebagai Komisaris dengan Keputusan RUSLB tanggal 25 November 2015; juga menjabat sebagai anggota Komite Audit dan Komite Nominasi dan Remunerasi, sebagai Komisaris PT Medco Agro, PT Multi Fabrindo Gemilang, PT Medco Intidinamika, serta PT Antreja Resources.

PROFIL DIREKSI

1 Hilmi Panigoro | Direktur Utama

Warga Negara Indonesia, lahir di Bandung pada 4 April 1955; Sarjana Teknik Geologi dari Institut Teknologi Bandung, Indonesia (1981), mengikuti MBA Core Program Thunderbird University, AS (1984), dan mendapatkan gelar MSc dari Colorado School of Mines, AS (1988); sebelumnya merupakan Komisaris Utama (2008-2015), Direktur Utama (2001-2008), dan Direktur (1998-2001); diangkat sebagai Direktur Utama MedcoEnergi dengan Keputusan RUPSLB tanggal 25 November 2015; juga menjabat sebagai anggota Komite Manajemen Risiko, serta sebagai Direktur dan Komisaris pada beberapa perusahaan kelompok usaha MedcoEnergi.

2 Roberto Lorato | Direktur & Chief Executive Officer

Warga Negara Italia, lahir di Italia pada 10 April 1958; Sarjana Teknik Mesin dari University of Padua, Italia (1987) dan gelar di bidang Energy Economics dari Scuola Superiore Enrico Mattei, Italia (1988), serta gelar Magister dari London Business School, Inggris; sebelumnya merupakan Managing Director Agip, Inggris (2001–2002), President & CEO VICO (2003–2006), Managing Director Eni Indonesia (2006–2009), dan Direktur Utama Premier Oil Indonesia (2010–2015); anggota aktif Direksi IPA (sejak 2006) dan terpilih sebagai Presiden Asosiasi (2008-2009); diangkat sebagai sebagai Direktur & CEO MedcoEnergi dengan Keputusan RUPSLB tanggal 25 November 2015; juga menjabat sebagai Anggota Komite Manajemen Risiko; tidak memiliki hubungan afiliasi dengan anggota Direksi dan Dewan Komisaris.

3 Anthony R. Mathias | Direktur & Chief Financial Officer

Warga Negara Inggris, lahir di Wales pada 6 November 1966; anggota Institute of Chartered Accountants di Inggris dan Wales, Sarjana Teknik Elektro dari Bradford University, Inggris (1989) dan gelar Magister dari Manchester Business School, Inggris (2004); sebelumnya merupakan Wakil Presiden Keuangan dan IT di Premier Oil Indonesia dan memegang beberapa jabatan lainnya di Premier Oil (2012-2015), ConocoPhilips dan Mobil Oil (1999-2012), PriceWaterhouse (1990), dan GEC Marconi (1988); diangkat sebagai Direktur & CFO dengan Keputusan RUPSLB tanggal 25 November 2015; juga menjabat sebagai Anggota Komite Manajemen Risiko; tidak memiliki hubungan afiliasi dengan anggota Direksi dan Dewan Komisaris.

4 Ronald Gunawan | Direktur & Chief Operating Officer

Warga Negara Indonesia, lahir di Papua Barat pada 1 Juni 1964; Sarjana Teknik Perminyakan dari Institut Teknologi Bandung, Indonesia dan MSc dalam bidang Teknik Perminyakan dari Texas A&M University, AS (2000); sebelumnya merupakan VP Operations & Development Premier Oil Indonesia (2014–2015), President & General Manager Hess Indonesia (2012–2014), beragam posisi manajemen pada kegiatan operasional dan proyek dengan ENI Australia dan ENI E&P (2007–2012), serta VP Assets di Vico Indonesia (2002–2006); diangkat sebagai Direktur Perseroan dengan Keputusan RUPSLB tanggal 25 November 2015; tidak memiliki hubungan afiliasi dengan anggota Direksi dan Dewan Komisaris.

5 Amri Siahaan | Direktur & Chief Human Capital & Business Support Officer

Warga Negara Indonesia, lahir di Belitung pada 5 Juni 1965; Sarjana Teknik Mesin Institut Teknologi Bandung, Indonesia (1989) dan MBA dari University of Leicester, Inggris (2003); sebelumnya merupakan VP Government Affairs & Business Support Premier Oil Indonesia (2011-2015), GM Operations/Start-Up Manager Tangguh LNG, BP Indonesia (2008-2011), Executive Assistant to the COO of Atlantic LNG Trinidad & Tobago (2007-2008), VP Semberah Asset VICO Indonesia (2004-2006), VP SCM VICO Indonesia (2001-2004), serta Audit & Internal Control Manager BP Indonesia (2001); diangkat sebagai Direktur & CHCBSO tanggal 25 November 2015; tidak memiliki hubungan afiliasi dengan anggota Direksi dan Dewan Komisaris.

PROFIL
DEWAN PENASIHAT

1 Alwi Shihab | Penasihat

Alwi Shihab adalah Mantan Menteri Luar Negeri Republik Indonesia dan Menteri Koordinator Kesejahteraan Rakyat. Shihab memperoleh gelar Bachelor of Arts dan Master of Arts dari Al-Azhar University, Mesir masing-masing pada tahun 1966 and 1968. Beliau juga memperoleh gelar sarjana di bidang Filsafat Islam dari IAIN Alauddin, Ujung Pandang pada 1986. Beliau memperoleh gelar Doctor of Philosophy dari University Ain Shams, Mesir pada tahun 1990, kemudian memperoleh gelar Master of Arts dari Temple University, Amerika Serikat di tahun 1990, diikuti dengan gelar Doctor of Philosophy dari Temple University, Amerika Serikat di tahun 1995. Beliau bergabung dengan Perseroan sebagai Penasihat pada Maret 2007 dengan peran utama untuk memberikan saran dalam menembus pasar minyak dan gas internasional.

2 Prof. Dr. Subroto | Penasihat

Mantan Menteri Pertambangan dan Energi Republik Indonesia dan mantan Sekretaris Jendral OPEC. Lulusan dari Akademi Militer, Yogyakarta pada tahun 1948 dan memperoleh gelar Sarjana Ekonomi dari Universitas Indonesia tahun 1952. Subroto memperoleh gelar Magister dalam bidang Ekonomi dari McGill University, Canada, pada tahun 1956, diikuti dengan gelar Doktor bidang Ekonomi dari Universitas Indonesia di tahun 1958. Sejak tahun 1997, beliau adalah Penasihat Perseroan, dengan peran utama memberikan informasi mengenai isu makroekonomi dan perkembangan bisnis global minyak dan gas.

3 Arifin Panigoro | Penasihat

Pendiri kelompok usaha Medco Group ini memulai kiprahnya di industri minyak dan gas sejak tahun 1980. Pada tahun 1998, beliau mengundurkan diri dari kepengurusan Perseroan dan sejak itu berpersan sebagai Penasihat, khususnya dalam hal mengarahkan peluang-peluang usaha baru di bidang migas. Arifin Panigoro memperoleh gelar sarjana Teknik Elektro dari Institut Teknologi Bandung (ITB) pada tahun 1973 dan mendapatkan gelar kehormatan (doktor honoris causa) dari Institut Teknologi Bandung pada Januari 2010 dengan pidato ilmiahnya "Kuasai Teknologi, Bangun Ekonomi, Tegakkan Martabat Bangsa".

DATA PERSEROAN

Gedung Energy merupakan kantor pusat MedcoEnergi yang berlokasi di Jakarta, Indonesia

MEDCOENERGI

NAMA PERSEROAN	PT Medco Energi Internasional Tbk
KEGIATAN USAHA	MedcoEnergi melakukan eksplorasi dan produksi minyak dan gas. Perseroan juga mengoperasikan pembangkit listrik bertenaga gas, geotermal dan air di Indonesia melalui Medco Power Indonesia dan memiliki hak partisipasi tidak di konsolidasikan Amman Mineral Nusa Tenggara yang mengoperasikan tambang tembaga dan emas besar di Indonesia.
TANGGAL PENDIRIAN	9 Juni 1980
DASAR HUKUM PENDIRIAN	Akta Notaris No. 19 oleh Imas Fatimah, S.H., pada 9 Juni 1980. Akta pendirian ini disetujui oleh Menteri Kehakiman Republik Indonesia dengan Surat Keputusan No.Y.A.5/192/4 tanggal 7 April 1981 dan diumumkan dalam Berita Negara Republik Indonesia No. 102, Tambahan No. 1020 tanggal 22 Desember 1981.
KEPEMILIKAN SAHAM	PT Medco Daya Abadi Lestari : 50,01% Diamond Bridge Pte. Ltd. : 21,38% Publik : 28,61%
MODAL DASAR	38.000.000.000 saham
MODAL DITEMPATKAN DAN DISETOR PENUH	17.916.081.914 saham
PENCATATAN DI BURSA EFEK	12 Oktober 1994
BURSA	Bursa Efek Indonesia
KODE SAHAM	MEDC-IDX
ALAMAT KANTOR PUSAT	The Energy Building, Lantai 53, SCBD lot 11A, Jl. Jenderal Sudirman, Jakarta 12190
SEKRETARIS PERUSAHAAN	Siendy K. Wisandana Telepon : +6221 2995 3000 Faksimili : +6221 2995 3001 E-mail : corporate.secretary@medcoenergi.com
WEBSITE	www.medcoenergi.com Sesuai Peraturan OJK No.8/POJK.04/2015 mengenai situs web Perseroan Publik.

SUMBER DAYA MANUSIA

“Meningkatkan kapabilitas organisasi melalui integrasi Ophir dan pengembangan kepemimpinan”

Amri Siahaan
Direktur & Chief Human Capital & Business Support Officer

Dalam empat tahun terakhir, integrasi organisasi telah menjadi salah satu fokus utama perusahaan setelah akuisisi aset Blok B Laut Natuna Selatan pada 2016 dan akuisisi Ophir Energy plc pada 2019. Sinergi melalui integrasi sistem IT, proses, dan organisasi merupakan kunci dalam memberikan nilai tambah dari akuisisi ini.

Tahun	Jumlah Pekerja yang Mengikuti Pelatihan	Jumlah Orang-Pelatihan	Jumlah Jam Pelatihan	Rata-Rata Jam Pelatihan Per Pekerja
2019	**2.620**	**3.710**	**71.625**	**27,3**
2018	2.641	6.780	70.047	25,5
2017	1.836	2.292	57.280	31,2

Pada 2019, kami menuntaskan integrasi Blok B Laut Natuna Selatan melalui restrukturisasi organisasi E&P di Indonesia, baik darat maupun lepas pantai. Organisasi Blok B Laut Natuna Selatan berhasil direlokasi ke Kantor Pusat di Gedung The Energy. Hasilnya adalah model organisasi E&P “berbasis aset dengan keunggulan fungsional” yang disusun sedemikian rupa sehingga cukup fleksibel untuk mengakomodasi pertumbuhan organisasi di masa depan.

Penyesuaian peringkat gaji, tunjangan serta kebijakan dan prosedur Sumber Daya Manusia utama juga dapat dituntaskan, sehingga organisasi terpadu ini dapat berfungsi penuh.

Pada tahun yang sama, kami memulai proses integrasi besar yang lain, menyusul akuisisi Ophir Energy plc. Tim integrasi Ophir mampu menerapkan sistem Enterprise Resource Planning (ERP) pada seluruh aset eks Ophir, baik di Indonesia maupun diluar negeri pada 1 Januari 2020.

Tambahan sekitar 400 pekerja dari Ophir telah mengubah demografi pekerja Perseroan. Kami telah melihat peningkatan dalam keragaman gender dan kapabilitas organisasi, yang dicerminkan dengan tambahan tingkat pendidikan yang lebih tinggi dan tahun pengalaman para pekerja.

Keberlanjutan usaha sangat penting bagi Perseroan dan kami yakin bahwa organisasi yang kompeten dan bersemangat, serta mengaktualkan nilai-nilai MedcoEnergi (Profesional, Etis, Terbuka dan Inovatif) sangat penting untuk mencapai tujuan tersebut. Oleh karena itu, Perseroan akan terus berinvestasi dalam pengembangan SDM. Pada 2019, MedcoEnergi menginvestasikan AS$3,5 juta, meningkat 75% dibandingkan 2018, untuk terus melanjutkan investasi dalam pengembangan kompetensi, baik dalam hal kepemimpinan maupun dalam area teknikal.

Kepemimpinan dari dan oleh pekerja

MedcoEnergi juga telah melaksanakan Medco Senior Leadership Development Program (MSLDP) yang dirancang dan disampaikan dengan kemitraan bersama INSEAD, sebuah institusi pendidikan global terkemuka. Gelombang 1 MSLDP diikuti oleh 20 (dua puluh) pemimpin senior dan program gelombang 2 akan berlangsung pada 2020.

Sebagai tindak lanjut MSLDP, kami melaksanakan serangkaian acara Leadership Talks melalui Future Leaders Forum, sebuah acara sharing oleh pemimpin terpilih dan diikuti 500 peserta.

Jumlah Pekerja - Tetap dan Kontrak Langsung		
	2018	2019
Indonesia		
Korporat	94	106
Minyak dan Gas	1.746	1.909
Ketenagalistrikan	824	797
Lainnya	1.061	874
Total	3.725	3.686
International		
Libya	44	46
Oman	197	191
Singapore	13	13
Yemen	1	-
Tunisia	55	-
London	-	14
Malaysia	-	5
Myanmar	-	1
Tanzania	-	5
Thailand	-	97
Total	310	372
Total Keseluruhan	**4.035**	**4.058**

Demografi berdasarkan Gender	2018		2019	
	Proporsi	Jumlah Pekerja	Proporsi	Jumlah Pekerja
Laki-Laki	89%	3,558	86%	3,505
Perempuan	11%	447	14%	553
Total	100%	4,035	100%	4,058

Demografi berdasarkan Kelompok Usia	2018		2019	
	Proporsi	Jumlah Pekerja	Proporsi	Jumlah Pekerja
>50	13%	506	13%	548
>40-50	32%	1,312	36%	1,463
>30-40	40%	1,604	38%	1,539
>19-30	15%	613	13%	508
Total	100%	4,035	100%	4,058

Demografi berdasarkan Pendidikan	2018		2019	
	Proporsi	Jumlah Pekerja	Proporsi	Jumlah Pekerja
Sarjana & Pasca Sarjana	47%	1,903	51%	2.075
Diploma	12%	493	15%	587
SMA & Non Gelar	41%	1,638	34%	1,396
Total	100%	4,035	100%	4,058

Lama Bekerja	2018		2019	
	Proporsi	Jumlah Pekerja	Proporsi	Jumlah Pekerja
0-10	68%	2.729	65%	2.655
10-20	28%	1.143	30%	1.218
20-30	3%	128	4%	160
30	1%	35	1%	25
Total	100%	4.035	100%	4.058

Kerangka Manajemen Talenta

IKHTISAR KEUANGAN

Laporan Laba Rugi Dalam AS$ Juta

Keterangan	2015	2016	2017	2018	2019
Penjualan dan pendapatan usaha lainnya	583,3	561,9	905,1	1.218,3	1.438,3
Laba Kotor	215,8	245,1	415,5	632,2	591,7
Beban penjualan, umum, dan administrasi	(115,3)	(89,8)	(147,8)	(157,3)	(229,3)
Laba operasi	100,5	155,3	267,7	474,9	362,4
Penghasilan (Beban) komprehensif lainnya – neto	(223,5)	227,9	25,8	(272,7)	(183,3)
Laba (Rugi) tahun berjalan sebelum beban pajak dari operasi yang dilanjutkan	(123,1)	383,2	293,5	202,2	179,1
Beban pajak penghasilan	(31,4)	(61,6)	(138,1)	(196,5)	(199,4)
Laba (Rugi) tahun berjalan yang diatribusikan kepada pemilik entitas induk	(188,1)	184,8	127,1	(51,3)	(20,2)
Laba (Rugi) tahun berjalan yang diatribusikan kepada kepentingan nonpengendali	2,0	2,3	4,7	22,9	13,8
Jumlah laba (rugi) tahun berjalan	(186,2)	187,0	131,8	(28,4)	(13,5)
EBITDA	220,0	262,7	429,3	585,3	660,1
Jumlah laba (rugi) komprehensif tahun berjalan yang diatribusikan kepada pemilik induk entitas	(183,8)	192,7	184,5	(44,9)	(24,9)
Jumlah laba (rugi) komprehensif tahun berjalan yang diatribusikan kepada kepentingan nonpengendali	2,0	2,3	5,1	25,3	(0,7)
Jumlah laba (rugi) komprehensif tahun berjalan	(181,8)	195,0	189,6	(19,6)	(25,7)
Laba per saham (dalam AS$)	(0,01301)	0,01300	0,00887	(0,00290)	(0,00154)

Neraca Dalam AS$ Juta

Keterangan	2015	2016	2017	2018	2019
Kas dan setara kas	463,2	164,6	489,0	418,1	456,2
Kas yang dibatasi penggunaannya	3,2	-	145,8	208,1	138,6
Aset lancar	1.044,9	1.134,3	1.975,1	1.827,1	1.701,4
Investasi jangka panjang	208,7	924,5	887,3	953,7	935,0
Jumlah Aset	2.909,8	3.597,1	5.160,8	5.252,4	6.013,3
Liabilitas jangka pendek	526,6	860,6	1.293,6	1.102,0	712,3
Liabilitas jangka panjang	1.681,6	1.846,1	2.464,5	2.763,2	3.944,7
Jumlah Liabilitas	2.208,2	2.706,6	3.758,1	3.865,1	4.657,1
Jumlah ekuitas yang dapat diatribusikan kepada pemilik entitas induk	696,5	887,6	1.257,5	1.219,2	1.196,5

Rasio Keuangan

Keterangan	2015	2016	2017	2018	2019
Imbal hasil atas aset (%)	(6,5%)	5,1%	2,5%	(1,0%)	(0,3%)
Imbal hasil atas ekuitas (%)	(27,0%)	20,8%	10,1%	(4,2%)	(1,7%)
Margin laba (rugi) bersih (%)	(32,2%)	32,9%	14,0%	(4,2%)	(1,4%)
Rasio lancar	2,0	1,3	1,5	1,7	2,4
Rasio liabilitas lancar terhadap jumlah aset	0,2	0,2	0,3	0,2	0,1
Rasio liabilitas tidak lancar terhadap jumlah aset	0,6	0,5	0,5	0,5	0,7
Rasio jumlah liabilitas terhadap modal pemegang saham	3,1	3,0	2,7	2,8	3,4
Rasio utang terhadap modal	2,3	2,2	1,8	2,0	2,4
Rasio utang neto terhadap modal	1,6	2,0	1,4	1,6	1,9

IKHTISAR OPERASIONAL

Keterangan	2015	2016	2017	2018	2019
Cadangan Terbukti					
Cadangan Minyak Terbukti – 1P (MMBO)	91,4	98,1	93,3	89,2	91,5
Cadangan Gas Terbukti – 1P (BCF)	660,5	712,2	798,2	758,5	726,1
Jumlah Cadangan Terbukti – 1P (MMBOE)	204,1	219,6	233,5	222,0	225,9
Cadangan Minyak Terbukti dan Terduga - 2P (MMBO)	136,0	148,0	143,0	137,2	144,9
Cadangan Gas Terbukti dan Terduga – 2P (BCF)	826,0	918,0	996,0	824,9	847,4
Jumlah Cadangan Terbukti dan Terduga – 2P (MMBOE)	277,1	305,0	315,0	281,7	300,9
Cadangan Kontinjen (MMBOE)	181,8	252,0	263,4	490,6	943,0
Lifting dan penjualan minyak dan gas[1]					
Lifting Minyak[2] (MBOPD)	22,1	21,5	26,2	26,5	31,4
Penjualan Gas (BBTUPD)	130,8	212,1	273,4	267,8	323,7
Produksi Minyak dan Gas[2] (MBOEPD)	47,0	57,8	78,8	77,5	95,6
Kontrak Jasa di Oman (MBOPD)	8,6	8,3	8	7,2	7,2
Harga Rata-Rata Minyak (AS$ per barel)	49,3	42,3	51,5	67,8	62,5
Harga Rata-rata Gas (AS$ per MMBTU)	5,2	4,4	5,5	6,4	6,7
Ketenagalistrikan					
Penjualan tenaga listrik (GWh)	1.362	1.733	2.136	2.704	2.600
Pertambangan Emas dan Tembaga					
Produksi Tembaga (Mlbs)	-	477,6	288,4	141,9	130,3
Produksi Emas (KOz)	-	801,0	398,2	70,9	55,5
Harga Jual rata-rata Tembaga (AS$ per lbs)	-	2,1	2,7	2,7	2,5
Harga Jual rata-rata Emas (AS$ per Oz)	-	1.224	1.219	1.225	1.342

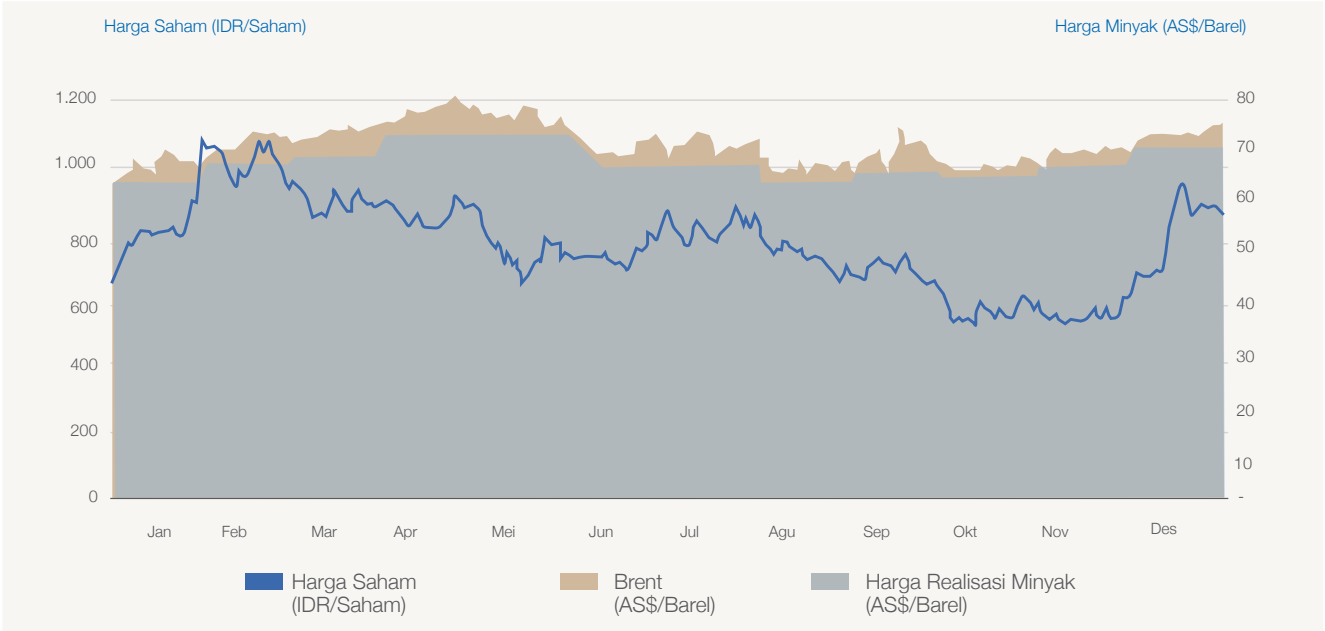
Catatan:
1. Sesuai hak partisipasi Perseroan
2. Tidak termasuk kontrak jasa Oman

Kinerja Saham

Jumlah Saham Beredar				
	Q1	Q2	Q3	Q4
2019	17.839.338.081	17.839.350.245	17.844.051.544	17.916.081.914
2018	17.728.923.467	17.728.923.467	17.794.313.493	17.829.347.601
2017	3.266.545.250	3.266.545.250	3.266.545.250	3.266.545.250

Harga Saham – Rupiah per saham												
	2017				2018				2019			
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
Tertinggi	795	1.860	1.950	1.660	1.575	1.300	1.075	1.055	1.025	910	875	950
Terendah	302	1.145	1.365	1.220	890	965	745	620	720	745	720	630
Penutupan	786	1.500	1.530	1.320	1.210	965	1.000	685	890	810	690	865

Volume Perdagangan				
	Q1	Q2	Q3	Q4
2019	2.514.532.104	994.398.900	1.254.670.304	2.441.557.976
2018	4.362.092.320	1.865.615.204	2.473.777.688	2.101.325.604
2017	3.809.393.456	320.953.500	52.953.100	327.222.700



KOMPOSISI PEMEGANG SAHAM

Kronologi Pencatatan Saham

Aksi Korporasi	Tanggal	Rasio	Jumlah Saham Beredar	Nilai Nominal
Waran Seri I	31 Desember 2019	1:1	17.916.081.914	25
Rights Issue	14 Desember 2017	3:1	17.728.923.467	25
Pemecahan Nilai Saham	14 September 2017	4:1	13.329.805.800	25
Pemecahan Nilai Saham	2 Juni 2000 1:5	1:5	3.332.451.450	100
Rights Issue	2 Desember 1999	10:11	666.490.290	500
Pemecahan Nilai Saham	18 Agustus 1998	1:2	344.760.000	500
Saham Bonus	18 Juli 1996	10:7	172.380.000	1.000
Pencatatan Saham Perdana	12 Oktober 1994	-	101.400.000	1.000

Pemegang Saham Publik – di atas 5% per 31 Desember 2019

Kelompok Pemegang Saham	Jumlah Saham	Persentase
PT Medco Daya Abadi Lestari	8.959.891.262	50,01%
Diamond Bridge Pte Ltd	3.830.690.801	21,38%

Pemegang Saham Publik – di bawah 5% per 31 Desember 2019

Kelompok Pemegang Saham	Jumlah Pemegang Saham	Jumlah Saham	Persentase
Institusi Asing	174	1.992.117.160	11,12%
Individu	15.092	1.467.622.598	8,19%
Reksadana	105	621.128.536	3,47%
Perusahaan Asuransi	40	546.553.729	3,05%
Institusi Lokal	70	235.184.353	1,31%
Dana Pensiun	44	197.184.598	1,10%
Lainnya	36	65.708.877	0,36%
Total	15.561	5.125.499.851	28,61%

SURAT BERHARGA MEDCOENERGI

Jumlah Obligasi yang Beredar

Obligasi Rupiah
Mata Uang: Rupiah
Bursa Efek Indonesia (BEI)

	2016	2017	2018	2019
PUB Obligasi Rupiah II Tahap I Tahun 2016 Seri A dengan tingkat bunga 10,8% dan jatuh tempo pada 15 Juli 2019				
Peringkat obligasi	A+	A+	A+	A+
Jumlah	327.000.000.000	327.000.000.000	327.000.000.000	
Total yang dibeli kembali	-	-	-	
Diskonto yang belum diamortisasi	(1.639.850.971.44)	(1.010.672.399)	(364.539.280)	Lunas
Jumlah beredar	325.360.149.028.56	325.989.327.601	326.635.460.720	
Jumlah pembayaran bunga	8.829.000.000	35.316.000.000	35.316.000.000	

	2016	2017	2018	2019
PUB Obligasi Rupiah II Tahap I Tahun 2016 Seri B dengan tingkat bunga 11,3% dan jatuh tempo pada 15 Juli 2021				
Peringkat obligasi	A+	A+	A+	A+
Jumlah	923.000.000.000	923.000.000.000	923.000.000.000	923.000.000.000
Total yang dibeli kembali	-	-	-	-
Diskonto yang belum diamortisasi	(4.967.344.362)	(3.952.315.259)	(2.936.170.401)	(1.845.114.992)
Jumlah beredar	918.032.655.638	919.047.684.741	920.063.829.599	921.154.885.008
Jumlah pembayaran bunga	26.074.750.000	104.299.000.000	104.299.000.000	104.299.000.000

	2016	2017	2018	2019
PUB Obligasi Rupiah II Tahap II Tahun 2016 Seri A dengan tingkat bunga 10,8% dan jatuh tempo pada 30 September 2019				
Peringkat obligasi	A+	A+	A+	A+
Jumlah	549.000.000.000	549.000.000.000	549.000.000.000	
Total yang dibeli kembali	-	-	-	
Diskonto yang belum diamortisasi	(2.393.273.459)	(1.560.094.369)	(693.934.125)	Lunas
Jumlah beredar	546.606.726.541	547.439.905.631	548.306.065.875	
Jumlah pembayaran bunga	14.823.000.000	59.292.000.000	59.292.000.000	

	2016	2017	2018	2019
PUB Obligasi Rupiah II Tahap II Tahun 2016 Seri B dengan tingkat bunga 11,3% dan jatuh tempo pada 30 September 2021				
Peringkat obligasi	A+	A+	A+	A+
Jumlah	701.000.000.000	701.000.000.000	701.000.000.000	701.000.000.000
Total yang dibeli kembali	-	-	-	-
Diskonto yang belum diamortisasi	(3.167.345.335)	(2.564.735.876)	(1.956.548.210)	(1.258.010.280)
Jumlah beredar	697.832.654.665	698.435.905.631	699.043.451.790	699.741.989.720
Jumlah pembayaran bunga	19.803.250.000	79.213.000.000	79.213.000.000	79.213.000.000

	2016	2017	2018	2019
PUB Obligasi Rupiah II Tahap III Tahun 2016 Seri A dengan tingkat bunga 10,8% dan jatuh tempo pada 21 Desember 2019				
Peringkat obligasi	A+	A+	A+	A+
Jumlah	246.000.000.000	246.000.000.000	246.000.000.000	
Total yang dibeli kembali	-	-	-	
Diskonto yang belum diamortisasi	(1.102.772.124)	(787.969.610)	(408.235.534)	Lunas
Jumlah beredar	244.897.227.876	245.212.030.390	245.591.764.466	
Jumlah pembayaran bunga	-	25.338.000.000	26.568.000.000	

	2016	2017	2018	2019
PUB Obligasi Rupiah II Tahap III Tahun 2016 Seri B dengan tingkat bunga 11,3% dan jatuh tempo pada 21 September 2021				
Peringkat obligasi	A+	A+	A+	A+
Jumlah	5.000.000.000	5.000.000.000	5.000.000.000	5.000.000.000
Total yang dibeli kembali	-	-	-	-
Diskonto yang belum diamortisasi	(21.933.332)	(17.737.212)	(15.250.054)	(9.989.497)
Jumlah beredar	4.978.066.668	4.982.262.788	4.984.749.946	(4.990.010.503)
Jumlah pembayaran bunga	-	565.000.000	565.000.000	565.000.000

	2016	2017	2018	2019
PUB Obligasi Rupiah II Tahap III Tahun 2016 Seri C dengan tingkat bunga 11,8% dan jatuh tempo pada 21 Desember 2023				
Peringkat obligasi	A+	A+	A+	A+
Jumlah	23.000.000.000	23.000.000.000	23.000.000.000	23.000.000.000
Total yang dibeli kembali	-	-	-	-
Diskonto yang belum diamortisasi	(104.082.454)	(89.749.485)	(78.436.204)	(66.064.278)
Jumlah beredar	22.895.917.546	22.910.250.515	22.921.563.796	22.933.935.722
Jumlah pembayaran bunga	-	2.714.000.000	2.714.000.000	2.714.000.000

	2016	2017	2018	2019
PUB Obligasi Rupiah II Tahap IV Tahun 2017 Seri A dengan tingkat bunga 10,8% dan jatuh tempo pada 30 Maret 2020				
Peringkat obligasi	-	A+	A+	A+
Jumlah	-	380.000.000.000	380.000.000.000	380.000.000.000
Total yang dibeli kembali	-	-	-	-
Diskonto yang belum diamortisasi	-	(1.246.111.425)	(822.157.991)	(160.258.581)
Jumlah beredar	-	378.753.888.575	379.177.842.009	379.839.741.419
Jumlah pembayaran bunga	-	29.355.000.000	41.040.000.000	41.040.000.000

	2016	2017	2018	2019
PUB Obligasi Rupiah II Tahap IV Tahun 2017 Seri B dengan tingkat bunga 11,3% dan jatuh tempo pada 30 Maret 2022				
Peringkat obligasi	-	A+	A+	A+
Jumlah	-	1.000.000.000	1.000.000.000	1.000.000.000
Total yang dibeli kembali	-	-	-	-
Diskonto yang belum diamortisasi	-	(4.030.363)	(3.231.109)	(2.249.329)
Jumlah beredar	-	995.969.637	996.768.891	997.750.671
Jumlah pembayaran bunga	-	84.750.000	113.000.000	113.000.000

	2016	2017	2018	2019
PUB Obligasi Rupiah II Tahap IV Tahun 2017 Seri C dengan tingkat bunga 11,8% dan jatuh tempo pada 30 Maret 2024				
Peringkat obligasi	-	A+	A+	A+
Jumlah	-	7.000.000.000	7.000.000.000	7.000.000.000
Total yang dibeli kembali	-	-	-	-
Diskonto yang belum diamortisasi	-	(29.818.452)	(26.548.284)	(21.258.212)
Jumlah beredar	-	6.970.181.548	6.973.451.716	6.978.741.788
Jumlah pembayaran bunga	-	619.500.000	826.000.000	826.000.000

	2016	2017	2018	2019
PUB Obligasi Rupiah II Tahap V Tahun 2017 Seri B dengan tingkat bunga 10,8% dan jatuh tempo pada 30 Juni 2020				
Peringkat obligasi	-	A+	A+	A+
Jumlah	-	269.500.000.000	269.500.000.000	269.500.000.000
Total yang dibeli kembali	-	-	-	-
Diskonto yang belum diamortisasi	-	(959.462.608)	(663.672.339)	(203.081.241)
Jumlah beredar	-	268.040.537.392	268.836.327.661	269.296.918.759
Jumlah pembayaran bunga	-	13.879.250.000	29.106.000.000	29.106.000.000

	2016	2017	2018	2019
PUB Obligasi Rupiah II Tahap V Tahun 2017 Seri C dengan tingkat bunga 11,3% dan jatuh tempo pada 14 Juni 2022				
Peringkat obligasi	-	A+	A+	A+
Jumlah	-	753.500.000.000	753.500.000.000	753.500.000.000
Total yang dibeli kembali	-	-	-	-
Diskonto yang belum diamortisasi	-	(6.536.008.543)	(2.643.169.810)	(1.828.432.957)
Jumlah beredar	-	746.463.991.457	750.856.830.190	751.671.567.043
Jumlah pembayaran bunga	-	42.572.750.000	85.145.500.000	85.145.500.000

	2016	2017	2018	2019
PUB Obligasi Rupiah II Tahap VI Tahun 2017 Seri A dengan tingkat bunga 10,3% dan jatuh tempo pada 28 Maret 2021				
Peringkat obligasi	-	A+	A+	A+
Jumlah	-	415.000.000.000	415.000.000.000	415.000.000.000
Total yang dibeli kembali	-	-	-	-
Diskonto yang belum diamortisasi	-	(13.240.588.327)	(10.474.056.700)	(5.327.928.851)
Jumlah beredar	-	401.759.411.673	404.525.943.300	409.672.071.149
Jumlah pembayaran bunga	-	10.686.250.000	42.745.000.000	42.745.000.000

	2016	2017	2018	2019
PUB Obligasi Rupiah II Tahap VI Tahun 2017 Seri B dengan tingkat bunga 10,8% dan jatuh tempo pada 28 September 2022				
Peringkat obligasi	-	A+	A+	A+
Jumlah	-	151.500.000.000	151.500.000.000	151.500.000.000
Total yang dibeli kembali	-	-	-	-
Diskonto yang belum diamortisasi	-	(878.336.520)	(770.067.586)	(528.229.135)
Jumlah beredar	-	150.621.663.480	150.729.932.414	150.971.770.865
Jumlah pembayaran bunga	-	4.279.875.000	16.362.000.000	16.362.000.000

	2016	2017	2018	2019
PUB Obligasi Rupiah III Tahap I Tahun 2018 Seri A dengan tingkat bunga 8,75% dan jatuh tempo pada 29 Maret 2021				
Peringkat obligasi	-	-	A+	A+
Jumlah	-	-	282.500.000.000	282.500.000.000
Total yang dibeli kembali	-	-	-	-
Diskonto yang belum diamortisasi	-	-	(2.476.169.303)	(1.395.695.852)
Jumlah beredar	-	-	280.023.830.697	281.104.304.148
Jumlah pembayaran bunga	-	-	18.539.062.500	24.718.750.000

	2016	2017	2018	2019
PUB Obligasi Rupiah III Tahap I Tahun 2018 Seri B dengan tingkat bunga 9,15% dan jatuh tempo pada 29 Maret 2023				
Peringkat obligasi	-	-	A+	A+
Jumlah	-	-	217.500.000.000	217.500.000.000
Total yang dibeli kembali	-	-	-	-
Diskonto yang belum diamortisasi	-	-	(2.180.669.597)	(1.682.483.174)
Jumlah beredar	-	-	215.319.330.403	215.817.516.826
Jumlah pembayaran bunga	-	-	14.925.937.500	19.901.250.000

	2016	2017	2018	2019
PUB Obligasi Rupiah III Tahap II Tahun 2018 Seri A dengan tingkat bunga 10,00% dan jatuh tempo pada 28 September 2021				
Peringkat obligasi	-	-	A+	A+
Jumlah	-	-	1.155.150.000.000	1.155.150.000.000
Total yang dibeli kembali	-	-	-	-
Diskonto yang belum diamortisasi	-	-	(3.613.957.912)	(10.840.287.709)
Jumlah beredar	-	-	1.151.536.042.088	1.144.309.712.291
Jumlah pembayaran bunga	-	-	28.878.750.000	115.515.000.000

	2016	2017	2018	2019
PUB Obligasi Rupiah III Tahap II Tahun 2018 Seri B dengan tingkat bunga 10,75% dan jatuh tempo pada 28 September 2023				
Peringkat obligasi	-	-	A+	A+
Jumlah	-	-	47.500.000.000	47.500.000.000
Total yang dibeli kembali	-	-	-	-
Diskonto yang belum diamortisasi	-	-	(154.190.095)	(574.927.927)
Jumlah beredar	-	-	47.345.809.905	46.925.072.073
Jumlah pembayaran bunga	-	-	1.276.562.500	5.106.250.000

Surat Utang Jangka Menengah (MTN)

Bursa Efek: Bursa Efek Indonesia (BEI)

Aksi Korporasi	MTN V	MTN VI
Jumlah Pokok (AS$)	55.000.000	67.150.000
Tingkat Bunga	5,2%	5,75%
Jatuh Tempo	November 2019	Oktober 2021
Peringkat (PEFINDO)	A+	Tanpa Peringkat

Obligasi AS Dolar

Mata Uang: AS$

	2016	2017	2018	2019
Obligasi Global AS$ I Tahun 2017 dengan tingkat bunga 8,50% dan jatuh tempo pada 17 Agustus 2022				
Peringkat obligasi	-	-	B2 (Moodys) B (S&P) B (Fitch)	B2 (Moodys) / B (S&P) / B+ (Fitch)
Jumlah	-	-	400.000.000	400.000.000
Jumlah yang dibeli kembali	-	-	-	-
Diskonto yang belum diamortisasi	-	-	(12.519.029)	(9.498.331)
Jumlah beredar	-	-	387.480.971	390.501.669
Jumlah pembayaran bunga	-	-	34.000.000	34.000.000
Jumlah obligasi yang beredar			-	-

	2016	2017	2018	2019
Obligasi Global AS$ II Tahun 2018 dengan tingkat bunga 6,75% dan jatuh tempo pada 30 Januari 2025				
Peringkat obligasi	-	-	B2 (Moodys) B (S&P) B (Fitch)	B2 (Moodys) / B (S&P) / B+ (Fitch)
Jumlah	-	-	500.000.000	500.000.000
Total yang dibeli kembali	-	-	-	-
Diskonto yang belum diamortisasi	-	-	(19.679.502)	(17.040.854)
Jumlah beredar	-	-	480.320.498	482.959.146
Jumlah pembayaran bunga	-	-	16.875.000	33.750.000

	2016	2017	2018	2019
Obligasi Global AS$ III in 2019 dengan tingkat bunga 7,375% dan jatuh tempo pada 14 Mei 2026				
Peringkat obligasi	-	-	-	B2 (Moodys) / B (S&P) / B+ (Fitch)
Jumlah	-	-	-	650.000.000
Total yang dibeli kembali	-	-	-	-
Diskonto yang belum diamortisasi	-	-	-	(32.706.957)
Jumlah beredar	-	-	-	617.293.043
Jumlah pembayaran bunga	-	-		27.421.875

Obligasi Medco Power Indonesia

Mata Uang: Rupiah

Bursa: Bursa Efek Indonesia (BEI)

	2016	2017	2018	2019
PUB Obligasi Rupiah I Tahun 2018 Seri A dengan tingkat bunga 9,75% dan jatuh tempo pada 4 Juli 2021				
Peringkat obligasi	-	-	A (Pefindo)	A (Pefindo)
Jumlah	-	-	279.000.000.000	279.000.000.000
Total yang dibeli kembali	-	-	-	-
Diskonto yang belum diamortisasi	-	-	1.354.216.278	(895.418.523)
Jumlah beredar	-	-	279.000.000.000	278.104.581.477
Jumlah pembayaran bunga	-	-	6.800.625.000	27.202.500.000

	2016	2017	2018	2019
PUB Obligasi Rupiah I Tahun 2018 Seri B dengan tingkat bunga 10,25% dan jatuh tempo pada 4 Juli 2023				
Peringkat obligasi	-	-	A (Pefindo)	A (Pefindo)
Jumlah	-	-	63.000.000.000	63.000.000.000
Total yang dibeli kembali	-	-	-	-
Diskonto yang belum diamortisasi	-	-	550.021.914	(458.536.089)
Jumlah beredar	-	-	63.000.000.000	62.541.463.911
Jumlah pembayaran bunga	-	-	1.614.375.000	6.475.500.000

	2016	2017	2018	2019
PUB Obligasi Rupiah I Tahun 2018 Seri C dengan tingkat bunga 10,75% dan jatuh tempo pada 4 Juli 2025				
Peringkat obligasi	-	-	A (Pefindo)	A (Pefindo)
Jumlah	-	-	258.000.000.000	258.000.000.000
Total yang dibeli kembali	-	-	-	-
Diskonto yang belum diamortisasi	-	-	3.254.025.490	2.798.050.538
Jumlah beredar	-	-	258.000.000.000	255.201.949.462
Jumlah pembayaran bunga	-	-	6.933.750.000	27.735.000.000

	2016	2017	2018	2019
Rupiah Sukuk Wakalah I Tahun 2018 Seri A dengan tingkat bunga 9,75% dan jatuh tempo pada 4 Juli 2021				
Peringkat obligasi	-	-	A (Pefindo)	A (Pefindo)
Jumlah	-	-	153.000.000.000	153.000.000.000
Total yang dibeli kembali	-	-	-	-
Diskonto yang belum diamortasi	-	-	742.634.733	491.035.964
Jumlah beredar	-	-	153.000.000.000	152.508.964.036
Jumlah pembayaran bunga	-	-	3.729.375.000	14.917.500.000

	2016	2017	2018	2019
Rupiah Sukuk Wakalah I Tahun 2018 Seri B dengan tingkat bunga 10,25% dan jatuh tempo pada 4 Juli 2023				
Peringkat obligasi	-	-	A (Pefindo)	A (Pefindo)
Jumlah	-	-	404.000.000.000	404.000.000.000
Total yang dibeli kembali	-	-	-	-
Diskonto yang belum diamortisasi	-	-	3.527.124.658	2.940.453.653
Jumlah beredar	-	-	404.000.000.000	401.059.546.347
Jumlah pembayaran bunga	-	-	10.352.500.000	41.410.000.000

	2016	2017	2018	2019
Rupiah Sukuk Wakalah I Tahun 2018 Seri C dengan tingkat bunga 10,75% dan jatuh tempo pada 4 Juli 2025				
Peringkat obligasi	-	-	A (Pefindo)	A (Pefindo)
Jumlah	-	-	43.000.000.000	43.000.000.000
Total yang dibeli kembali	-	-	-	-
Diskonto yang belum diamortisasi	-	-	542.337.582	466.341.756
Jumlah beredar	-	-	43.000.000.000	42.533.658.244
Jumlah pembayaran bunga	-	-	1.155.625.000	4.622.500.000

	2016	2017	2018	2019
Rupiah Sukuk Wakalah II Tahun 2019 Seri A dengan tingkat bunga 10,00% dan jatuh tempo pada 23 Mei 2022				
Peringkat obligasi	-	-	-	A (Pefindo)
Jumlah	-	-	-	832.700.000.000
Total yang dibeli kembali	-	-	-	-
Diskonto yang belum diamortisasi	-	-	-	10.187.590.523
Jumlah beredar	-	-	-	822.512.409.477
Jumlah pembayaran bunga	-	-	-	50.655.916.667

	2016	2017	2018	2019
Rupiah Sukuk Wakalah II Tahun 2019 Seri B dengan tingkat bunga 10,55% dan jatuh tempo pada 23 Mei 2024				
Peringkat obligasi	-	-	-	A (Pefindo)
Jumlah	-	-	-	7.000.000.000
Total yang dibeli kembali	-	-	-	-
Diskonto yang belum diamortisasi	-	-	-	158.304.565
Jumlah beredar	-	-	-	6.841.695.435
Jumlah pembayaran bunga	-	-	-	449.254.169

	2016	2017	2018	2019
Rupiah Sukuk Wakalah II Tahun 2019 Seri C dengan tingkat bunga 11,1% dan jatuh tempo pada 23 Mei 2026				
Peringkat obligasi	-	-	-	A (Pefindo)
Jumlah	-	-	-	10.300.000.000
Total yang dibeli kembali	-	-	-	-
Diskonto yang belum diamortisasi	-	-	-	340.078.795
Jumlah beredar	-	-	-	9.959.921.205
Jumlah pembayaran bunga	-	-	-	695.507.500

ALAMAT KANTOR PERSEROAN DAN INSTITUSI PENDUKUNG

Alamat Kantor Perseroan

KANTOR PUSAT
PT MedcoEnergi Internasional Tbk
The Energy 53rd Fl.
SCBD Lot 11A Jl. Jend. Sudirman Kav. 52-53
Jakarta - Indonesia Jakarta 12190, Indonesia

Medco Energi Thailand
Q House Lumpini Building 28th Fl. Unit 2802
No.1 South Sathorn Road, Sathorn
Bangkok 10120, Thailand

Medco LLC Oman
Bait Al Reem 1st floor Building #81. Block #234
Way #3409 Ath-Thaqafah Al Wizaraath Street Al Khuwair,
Muscat Sultanate of Oman 133 Oman

PT Medco Power Indonesia
The Energy, 31st Floor, SCBD Lot 11A
Jl. Jend. Sudirman Jakarta 12190, Indonesia

Medco Energi Global
1 Scott Road, #25-09, Shaw Centre
228208 - Singapore

Medco International Ventures Limited
Gargaresh Road, KM 7.7
Hay Alwahda Alarabia
P.O. Box 91350 Tripoli, Libya

Medco Yemen Holding
Of Faj-Attan St., Bait Salami, Hadda Area
Near Safer E&P (SEPOC)
P.O. Box 16609
Sana'a - Republic of Yemen

PT Amman Mineral Nusa Tenggara
The Energy, 28th Floor, SCBD Lot 11A
Jl. Jend. Sudirman Jakarta 12190, Indonesia

Institusi Pendukung

Pencatatan Saham dan Obligasi
Bursa Efek Indonesia
Stock Exchange Building, Tower 1
Jl. Jenderal Sudirman Kav. 52-53, Jakarta 12190

Biro Administrasi Efek
PT Sinartama Gunita
Sinar Mas Land Plaza Menara I, 9th Floor
Jl. MH. Thamrin No. 51 Jakarta 10350, Indonesia
Tel. (62-21) 392 2332 (Hunting)
Fax. (62-21) 392 3003

Kustodian Sentral Efek Indonesia (KSEI)
PT Kustodian Sentral Efek Indonesia
Indonesia Stock Exchange Building Tower I, 5th Floor
Jl. Jend. Sudirman Kav. 52-53 Jakarta 12190 Indonesia
Tel. (62-21) 515 2855 Fax. (62-21) 5299 1199

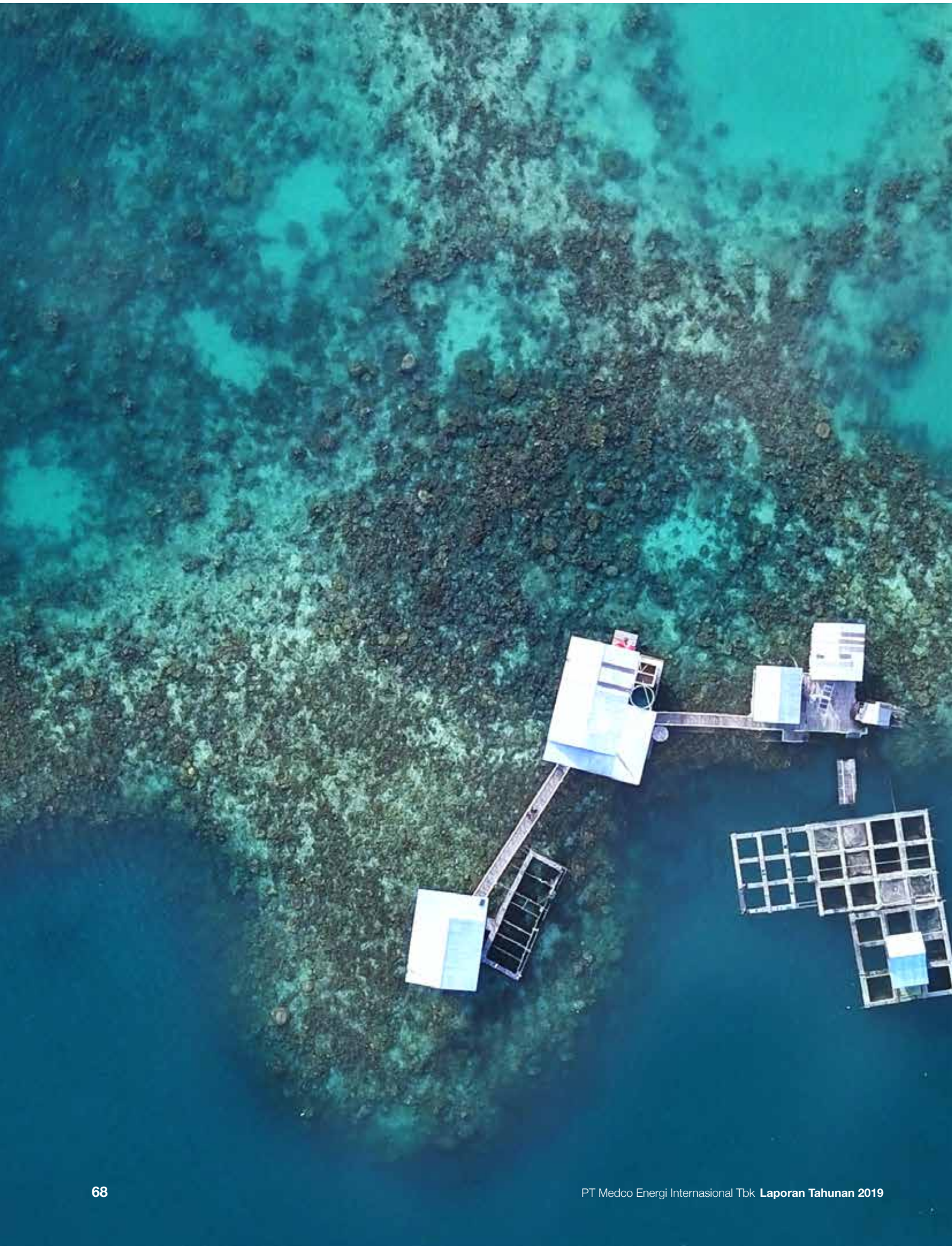
Kantor Akuntan Publik
Purwantono, Sungkoro & Surja
(a member firm of Ernst & Young Global Limited)
Indonesia Stock Exchange Building T ower II, 7th Floor
Jl.Jend. Sudirman Kav. 52-53 Jakarta 12190, Indonesia
Tel. (62-21) 5289 5000 Fax. (62-21) 5289 4100
www.ey.com

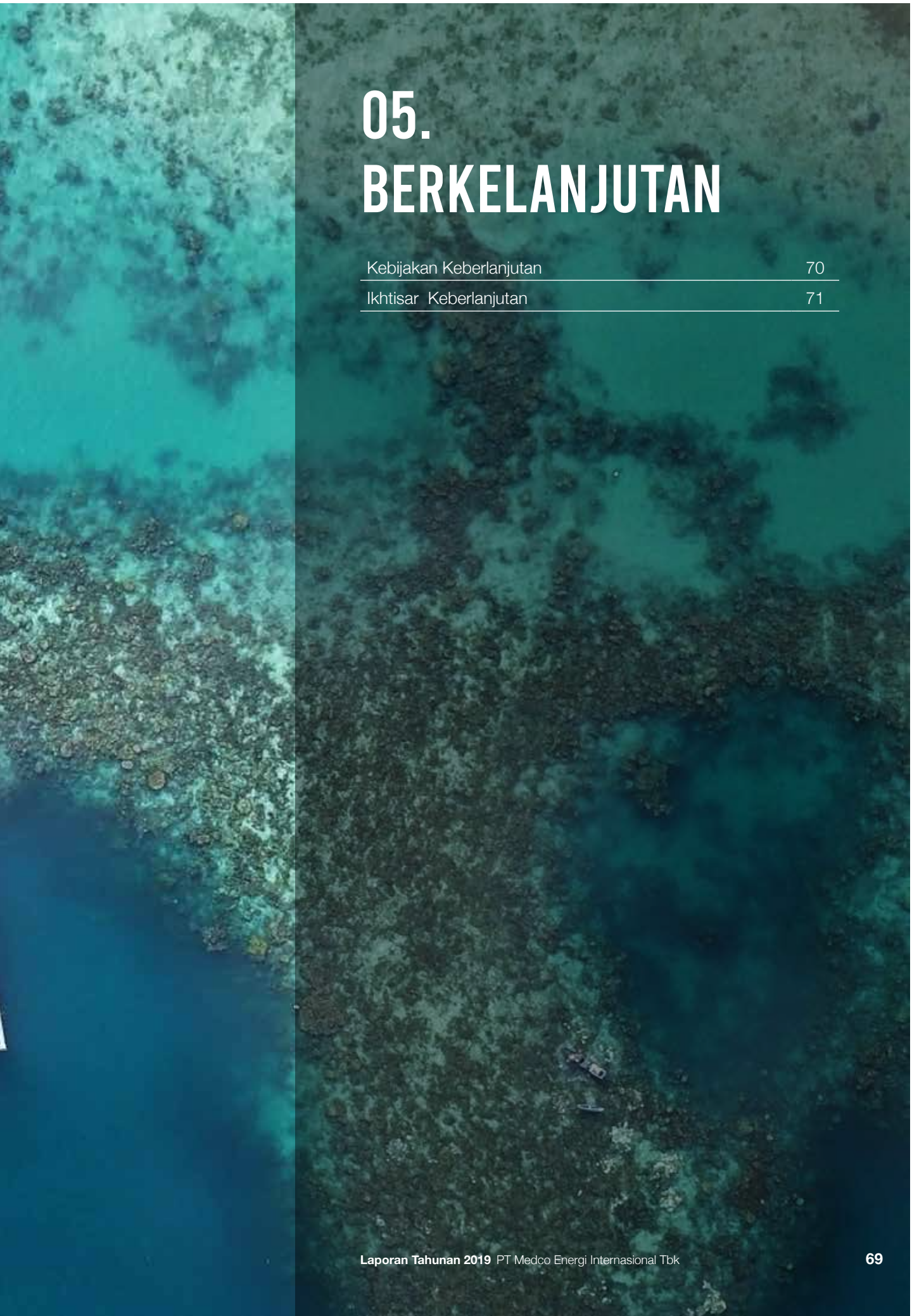
Pemeringkat Efek
PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO)
Setiabudi Atrium 8th Floor, Suite 809-810
Jl. H.R. Rasuna Said Kav. 62 Jakarta 12920, Indonesia
Tel. (62-21) 521 0077
Fax. (62-21) 521 0078

Moody's Investors Service Singapore Pte. Ltd.
50 Raffles Place #23-06
Singapore Land Tower
Singapore 048623
Tel: +65-6398-8300

Fitch Ratings Singapore Pte Ltd.
One Raffles Quay
South Tower #22-11
Singapore 048583
Tel: +65 6796 7200

S&P Global Ratings Singapore Pte. Ltd
12 Marina Boulevard
#23-01 Marina Bay Financial Centre Tower 3
Singapore 018982
Tel: +65 6530-6401





05. BERKELANJUTAN

Kebijakan Keberlanjutan	70
Ikhtisar Keberlanjutan	71

BERKELANJUTAN

Mendukung Usaha Lokal Karet
MedcoEnergi membangun kapasitas petani karet lokal melalui pendekatan menyeluruh untuk pengembangan usaha di Sumatra

MedcoEnergi menyelesaikan penilaian materialitas secara komprehensif pada tahun 2018 dengan bantuan Business for Social Responsibility (BSR), organisasi nirlaba global yang mengembangkan bisnis strategi dan solusi secara berkelanjutan melalui konsultasi, penelitian, dan kolaborasi lintas sektor. Tiga prinsip, atau pilar, ditetapkan sebagai bagian dari kebijakan keberlanjutan Perseroan: i) Kepemimpinan bagi dan oleh Pekerja Kami; ii) Pembangunan Lingkungan dan Sosial; serta iii) Pemberdayaan Masyarakat Lokal.

MedcoEnergi menerbitkan Laporan Keberlanjutan (SR) untuk tahun 2014 hingga 2018 sesuai dengan standar Global Reporting Initiative (GRI) 2016. Jumlah indikator GRI yang dipaparkan dan dijamin oleh Ernst & Young (KAP Purwantono, Sungkoro & Surja) telah meningkat dari 31 dalam SR 2014-2017 menjadi 55 dalam SR 2018, dan akan ditingkatkan menjadi 63 dalam SR 2019. Indikator kami sesuai dengan Tujuan Pembangunan Berkelanjutan PBB (SDGs).

Pada 2019, MedcoEnergi memberikan presentasi dalam sesi berbagi program sosialisasi Laporan Berkelanjutan Bursa Efek Indonesia (BEI)-GRI. MedcoEnergi juga menjadi bagian dari delegasi Indonesia yang dipimpin Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan dan berkontribusi pada Paviliun Indonesia di COP 25 UNFCCC di Madrid, Spanyol. Kinerja ESG kami telah dinilai oleh MSCI ESG Research LLC, sebuah entitas anak MSCI Inc. dan MedcoEnergi memperoleh peringkat BB sebuah peningkatan dari peringkat B pada tahun sebelumnya.

Kebijakan Keberlanjutan

Bagi kami, pertumbuhan berkelanjutan tidak terlepas dari komitmen terhadap pembangunan berkelanjutan yang terdiri atas tiga pilar:

Kepemimpinan dari dan oleh Pekerja

Manusia adalah aset kami yang paling berharga. Mereka adalah landasan operasi dan sukses kami di masa depan. Oleh karena itu, kami harus merekrut tenaga kerja dari beranekaragam latar belakang dengan keterampilan dan nilai etika yang tepat. Kami berkomitmen untuk mengelola tempat kerja yang sehat dan aman, yang dibangun dengan kebudayaan saling menghargai. Agar meraih sukses, kami mengembangkan kapasitas semua Pekerja dan tetap menghargai kinerja individual serta mengharapkan akuntabilitas pribadi. Semua level manajemen diharapkan memberikan arah yang jelas sesuai harapan kami.

Pembangunan Lingkungan dan Sosial

Sebagai warga negara yang bertanggung jawab, kami berkomitmen untuk mematuhi semua peraturan perundang-undangan yang terkait, serta menyesuaikan manajemen keselamatan, kesehatan, dan lingkungan kami dengan praktek terbaik dalam industri serta standar internasional yang relevan. Secara berkala, kami menetapkan dan memantau pencapaian tujuan dan kinerja untuk mencapai kondisi nihil kecelakaan, sakit, dampak lingkungan, serta pengurangan limbah dan emisi. Kami berupaya untuk memperkuat keunggulan operasional, melalui penguatan kebudayaan keselamatan, hubungan dengan pemangku kepentingan, kepemimpinan dalam pelestarian lingkungan, serta mengadopsi dan mengembangkan praktek terbaik. Kami berkomitmen untuk mematuhi semua peraturan perundang-undangan terkait Hak Asasi Manusia, sejalan dengan *UN Guiding Principles for Business and Human Rights,* serta *Voluntary Principles on Security and Human Rights*, dan juga belajar dari dan mengaplikasikan praktek terbaik industri dan standar internasional yang relevan.

Pemberdayaan Masyarakat Lokal

MedcoEnergi berupaya menjadi perusahaan yang terdepan dalam praktek dan tindakan sosial yang bertanggung jawab di mana pun kami beroperasi. Kami secara berkala bertatap muka dengan pemangku kepentingan secara terbuka dan jujur, mendengarkan dan memahami pandangan dan perhatian masing-masing pihak. Kami berinvestasi dalam pengembangan mata pencaharian hidup masyarakat dan lingkungan untuk jangka panjang, guna memastikan bahwa kami secara aktif mendukung terciptanya masyarakat mandiri yang sesuai dengan Tujuan Pembangunan Berkelanjutan PBB.

Ikhtisar Kegiatan Keberlanjutan

Pada 2019, MedcoEnergi terus memantau dan menyesuaikan program keberlanjutannya, baik dengan tujuan kualitatif jangka pendek, menengah, dan panjang, maupun dengan KPI kuantitatif di dalam kerangka tiga pilar.

Pertanian Berkelanjutan: Program Sistem Intensifikasi Padi Organik berhasil meningkatkan panen dan meningkatkan mata pencaharian petani

Kemajuan telah diraih dan kami terus meningkatkan upaya perbaikan secara berkesinambungan. Ikhtisar kinerja keberlanjutan kami pada 2019 adalah sebagai berikut.

Pencapaian:

- Tata Kelola: Kami menyelesaikan serangkaian integritas bisnis inisiatif untuk vendor termasuk anti-penyuapan dan audit korupsi, menetapkan standar uji tuntas dan melakukan pelatihan etika bisnis. Medco E&P Natuna disertifikasi secara independen untuk sistem Manajemen Anti-Suap ISO 37001. Pada awal 2020 sertifikasi juga telah diperpanjang dan diberikan untuk Proses Pengadaan sampai Pembayaran (*Procure to Pay*) untuk semua aset domestik Minyak & Gas MedcoEnergi.
- Program Manajemen Masyarakat Lokal: Kami mengembangkan Sistem Manajemen Sosial di seluruh aset minyak dan gas MedcoEnergi, yang memberikan arahan untuk mengelola risiko sosial dan menentukan tujuan untuk program manajemen sosial.
- Pengembangan Manusia: Kami menginvestasikan AS$3,5 juta dalam bentuk pelatihan dan pendidikan untuk manajemen dan pekerja.
- Manajemen Lingkungan: Kami mengurangi konsumsi energi sebesar 8% dibandingkan tahun sebelumnya dalam operasi minyak dan gas kami.
- Kesehatan dan Keselamatan: Kami melaksanakan serangkaian penilaian dan penyempurnaan sistem terkait proses keselamatan di operasi minyak dan gas kami.

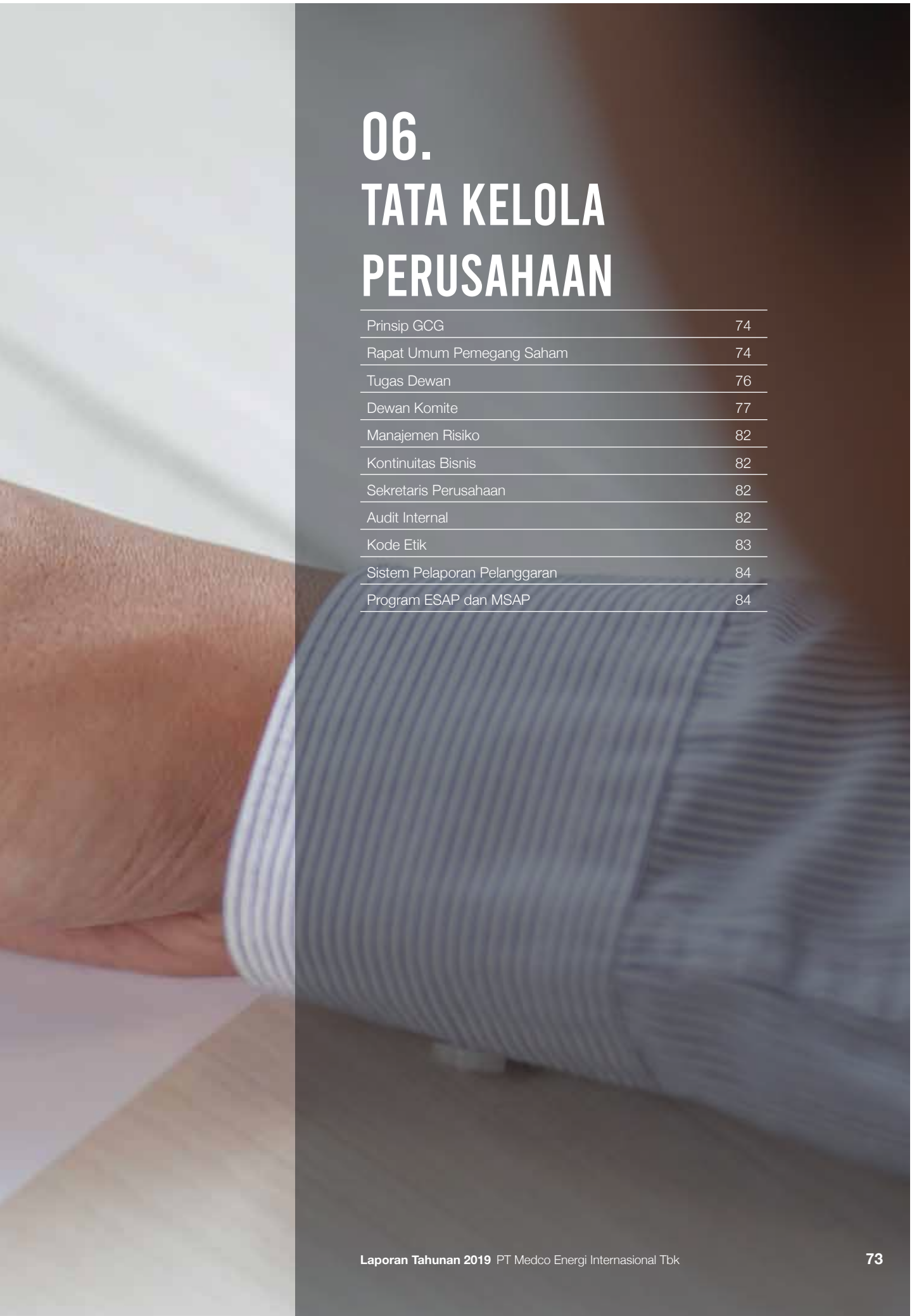
Perhatian Khusus:

- Kesehatan dan Keselamatan: Dua kecelakaan fatal terjadi pada 2019 dalam operasi di Indonesia yang melibatkan personil sub kontraktor. Kecelakaan pertama terkait dengan kebakaran di Blok PSC Tarakan; kedua terkait dengan kecelakaan alat berat dalam konstruksi IPP Riau untuk Medco Power.
- Manajemen dan Keamanan Lingkungan: Kami telah mengelola sistem keamanan yang mencakup seluruh fasilitas di seluruh aset kami. Namun, telah terjadi tumpahan minyak yang diestimasikan sebesar 69,9 barels akibat vandalisme pipa di PSC Rimau, Indonesia.

Laporan Keberlanjutan

Dukungan pendidikan: Siswa di Sekolah Dasar Negeri Adiwiyata, Anambas bersemangat belajar melalui salah satu program MedcoEnergi.

Kegiatan keberlanjutan Perseroan dipaparkan secara lebih rinci dalam Laporan Keberlanjutan 2019 yang disampaikan secara terpisah.



06.
TATA KELOLA PERUSAHAAN

Prinsip GCG	74
Rapat Umum Pemegang Saham	74
Tugas Dewan	76
Dewan Komite	77
Manajemen Risiko	82
Kontinuitas Bisnis	82
Sekretaris Perusahaan	82
Audit Internal	82
Kode Etik	83
Sistem Pelaporan Pelanggaran	84
Program ESAP dan MSAP	84

TATA KELOLA PERUSAHAAN

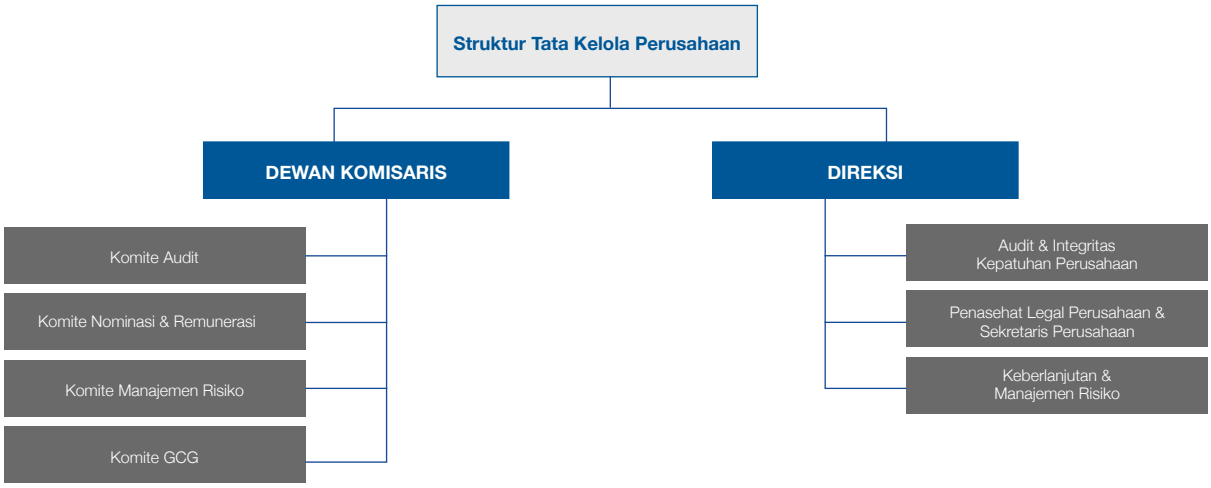
Prinsip Umum Tata Kelola Perusahaan yang Baik

Tata Kelola Perusahaan yang Baik (GCG) merupakan alat untuk meningkatkan kinerja Perusahaan dan akuntabilitas pemangku kepentingan, dan penting untuk bisnis yang kuat dan berkelanjutan. MedcoEnergi mengambil dua pendekatan namun saling melengkapi untuk menerapkan GCG. Pendekatan berbasis etika, yang didukung oleh penciptaan budaya yang mengakui dan menghargai hubungan jangka panjang yang berkelanjutan dan menguntungkan dengan pemangku kepentingan. Ditambah pendekatan regulasi berdasarkan kepatuhan dengan hukum dan peraturan yang berlaku.

Perseroan menerapkan prinsip GCG, yaitu Transparansi, Akuntabilitas, Tanggung Jawab, Independensi dan Kewajaran, sebagaimana diatur dalam: UU No 8 Tahun 1995 tertanggal 10 November 1995 tentang Pasar Modal; UU No 40 Tahun 2007 tertanggal 16 Agustus 2007 tentang Perseroan Terbatas; Peraturan Otoritas Jasa Keuangan (POJK) No 21/POJK.04/2015 tertanggal 16 November 2015 tentang Penerapan Pedoman Tata Kelola Perusahaan Terbuka; Surat Edaran Otoritas Jasa Keuangan (SEOJK) No 32/SEOJK.04/2015 tertanggal 17 November 2015 tentang Pedoman Tat Kelola Perusahaan Terbuka; POJK No 29/POJK.04/2016 tertanggal 29 Juli tentang Laporan Tahunan Emiten atau Perusahaan Publik; SEOJK No 30/SEOJK.04/2016 tentang Bentuk dan Isi Laporan Tahunan Emiten atau Perusahaan Publik; Anggaran Dasar Perusahaan; serta Pedoman dan Kode Etik Pelaksanaan GCG.

Struktur Tata Kelola Perusahaan

Struktur Tata Kelola Perusahaan MedcoEnergi mematuhi Anggaran Dasar Perseroan, POJK No. 21 / POJK.04 / 2015 tanggal 16 November 2015 tentang Penerapan Pedoman Tata Kelola Perusahaan di Perusahaan Publik, dan SEOJK No. 32 / SEOJK.04 / 2015 tanggal 17 November 2015 tentang Pedoman Tata Kelola Perusahaan Perusahaan Publik. Struktur ini memiliki pemisahan tugas antara Rapat Umum Pemegang Saham, Dewan Komisaris, dan Direksi. Ini juga mendefinisikan peran dan tanggung jawab masing-masing badan ini dan proses pengambilan keputusan di Perseroan.



Rapat Umum Pemegang Saham (RUPS)

Otoritas tertinggi berada di tangan Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan (RUPS) dan jika diperlukan RUPS Luar Biasa (RUPSLB). Secara definisi, RUPST diadakan satu kali per tahun. RUPSLB diadakan sewaktu-waktu, pada saat dianggap perlu oleh Pemegang Saham atau Manajemen. RUPS merupakan forum utama bagi pemegang saham untuk menggunakan otoritasnya dalam mengarahkan perkembangan Perseroan.

Pada 2019, MedcoEnergi mengadakan RUPST pada 29 Mei. Para Pemegang Saham memberikan persetujuan terhadap beberapa hal, termasuk Laporan Tahunan 2018 dan Laporan Keuangan Konsolidasi 2018, penunjukan Kantor Akuntan Publik untuk mengaudit laporan keuangan MedcoEnergi per 31 Desember 2019, serta remunerasi Dewan Komisaris dan Direksi untuk periode Januari-Desember 2019.

Perusahaan telah menerbitkan surat berharga sejumlah AS$650.000.000 tunai pada tanggal 14 Mei 2019 kepada para investor di luar wilayah Indonesia berdasarkan Peraturan 144A dan Peraturan S berdasarkan Undang-Undang Sekuritas Amerika Serikat 1933.Transaksi yang dilakukan oleh Perseroan ini adalah Transaksi Material sebagaimana dimaksud dalam Peraturan Otoritas Pasar Modal No. IX.E.2 di mana nilai transaksi AS$650.000.000 terdiri antara 20% dan 50% atau setara dengan 46,85% dari nilai ekuitas Perusahaan berdasarkan pada Laporan Keuangan Konsolidasian Perusahaan yang diaudit pada 31 Desember 2018.

MedcoEnergi menunjuk Kantor Akuntan Publik Purwantono, Sungkoro & Surja, perusahaan anggota Ernst & Young yang terdaftar di OJK sebagai auditor eksternal, untuk melakukan audit pada Laporan Keuangan Perseroan untuk tahun fiskal 2019. Penunjukan ini disetujui oleh RUPST pada tanggal 29 Mei 2019 dan berdasarkan rekomendasi Dewan Komisaris.

Total biaya untuk audit Laporan Keuangan Konsolidasi tahun 2019 adalah IDR3,28 miliar. Anggota perusahaan melakukan tugasnya secara independen dan sejalan dengan standar profesional akuntan publik serta perjanjian kerja dan ruang lingkup audit. Purwantono, Sungkoro & Surja memberikan jaminan terbatas kepada MedcoEnergi 2019 Sustainability Report dan tidak memberikan layanan konsultasi pada 2019.

Dewan Komisaris

Dewan Komisaris MedcoEnergi mengawasi dan memberikan nasihat kepada Direksi sesuai dengan Anggaran Dasar. Dewan Komisaris mengelola manajemen risiko dan pengendalian internal dalam Perseroan, serta memastikan ketepatan pelaksanaan prinsip GCG. Dewan Komisaris juga memimpin RUPS, mengawasi pelaksanaan audit internal dan eksternal, manajemen risiko di seluruh bisnis, melaksanakan evaluasi kinerja Dewan Komisaris dan Direksi, serta merekomendasikan remunerasi untuk Dewan Komisaris dan Direksi. Untuk melaksanakan tugas-tugasnya dengan efektif, Dewan Komisaris dibantu oleh Komite Audit, Komite Manajemen Risiko, Komite GCG serta Komite Nominasi dan Remunerasi.

Struktur dan Anggota Dewan Komisaris

Sesuai dengan POJK No. 33/POKL.04/2014 tanggal 8 Desember 2014 mengenai Direksi dan Dewan Komisaris Emiten atau Perusahaan Publik, dan hasil RUPST Mei 2019, komposisi Dewan Komisaris saat ini adalah:

- Komisaris Utama : Muhammad Lutfi
- Komisaris : Yani Y. Panigoro
- Komisaris : Yaser R. A. Panigoro
- Komisaris Independen : Marsillam Simandjuntak
- Komisaris Independen : Bambang Subianto

Pedoman Dewan Komisaris & Direksi

MedcoEnergi telah menerapkan Pedoman GCG 2008 (diperbarui 2014), yang menggabungkan Pedoman dan Kode Etik Dewan Komisaris dan Direksi. Sejak Otoritas Jasa Keuangan mengubah regulasi pada 2019, Dewan Komisaris telah bekerja pada revisi Pedoman GCG dan memisahkan Pedoman Dewan Komisaris dan Direksi.

Remunerasi Dewan Komisaris

Paket Remunerasi Dewan Komisaris disiapkan oleh Komite Nominasi dan Remunerasi, diusulkan oleh Dewan Komisaris dan disetujui oleh para pemegang saham melalui RUPST. Komite menghitung remunerasi untuk setiap komisaris berdasarkan ulasan kinerja tahunan, lingkup kerja, tanggung jawab dan juga perbandingan tahunan berdasarkan praktik terbaik di industri.

Pada 2019, jumlah keseluruhan remunerasi yang diterima Dewan Komisaris adalah AS$2,5 juta dalam bentuk tunai dan 5.903.800 lembar saham MedcoEnergi.

Rapat Dewan Komisaris

Pada 2019, Dewan Komisaris melaksanakan rapat rutin bersamaan dengan Rapat Gabungan Dewan Komisaris dan Direksi serta Rapat Program dan Anggaran Kerja Tahunan. Semua Komisaris selalu menghadiri rapat.

Kehadiran Rapat Dewan Komisaris Tahun 2019

Nama	Jumlah Rapat	Jumlah Kehadiran	%	Alasan Ketidakhadiran
Muhammad Lutfi	4	4	100	-
Yani Y. Panigoro	4	4	100	-
Marsillam Simandjuntak	4	4	100	-
Bambang Subianto	4	4	100	-
Yaser Raimi Arifin Panigoro	4	4	100	-

Kebijakan Penilaian Kinerja Dewan Komisaris

Dewan Komisaris bertugas mengadakan penilaian tahunan terhadap kinerja anggota Dewan Komisaris dan Direksi dibantu oleh Komite Nominasi dan Remunerasi. Penilaian berdasarkan Indikator Kinerja Utama dan Kontrak Kinerja Tim, yang keduanya disetujui oleh Dewan Komisaris, dan hasil dari penilaian akan digunakan untuk menghitung remunerasi untuk setiap anggota Dewan Komisaris dan Direksi. Remunerasi aktual tunduk pada persetujuan RUPST.

Pada 2019, Komite Nominasi dan Remunerasi menyelenggarakan rapat penilaian kinerja tahunan pada tanggal 13 Mei 2019. Rapat tersebut memberikan rekomendasi kepada Dewan Komisaris untuk mengajukan nilai remunerasi untuk Dewan Komisaris dan Direksi pada RUPST Mei 2019.

Direksi

Direksi memiliki tanggung jawab untuk mengelola MedcoEnergi sesuai kepentingan dan tujuan, sebagaimana dinyatakan dalam Anggaran Dasar Perseroan. Direksi berkewajiban untuk melaksanakan tugas dan tanggung jawabnya dengan loyal, bijaksana, dan bertanggung jawab. Tugas dan tanggung jawab Direksi adalah:

- Memimpin dan mengelola MedcoEnergi sesuai dengan strategi dan tujuan Perseroan;
- Mengelola aset MedcoEnergi;
- Merumuskan strategi bisnis dan Program Kerja dan Anggaran Tahunan;
- Melaksanakan strategi bisnis dan Program Kerja dan Anggaran tahunan; dan
- Menerapkan manajemen risiko dan mengelola risiko yang berpotensi timbul dari pelaksanaan strategi dan perencanaan bisnis tersebut.

Struktur dan Anggota Direksi

Berdasarkan hasil RUPST Mei 2019, struktur dan komposisi Direksi Perseroan saat ini adalah:

- Direktur Utama: Hilmi Panigoro
- Direktur & Chief Executive Officer (CEO): Roberto Lorato
- Direktur & Chief Financial Officer (CFO): Anthony R. Mathias
- Direktur & Chief Operating Officer (COO): Ronald Gunawan
- Direktur & Chief Human Capital & Business Support (CHCBSO): Amri Siahaan

Tugas dan Tanggung jawab Direksi

Presiden Direktur

Pedoman GCG menetapkan bahwa Direktur Utama mengoordinasikan seluruh aktivitas MedcoEnergi, termasuk seluruh proses pengembangan dan operasi, berkoordinasi dengan CEO.

Direktur Utama bertanggung jawab atas pengawasan operasi, manajemen, dan pengendalian MedcoEnergi; pelaksanaan perencanaan dan anggaran kerja; kepatuhan pada hukum dan peraturan yang berlaku serta kebijakan komunikasi perusahaan, hubungan dengan pemerintah dan investor; aktivitas eksplorasi, produksi, pemasaran, penjualan, serta keselamatan dan kesehatan kerja; tanggung jawab perusahaan atas program sosial dan lingkungan; manajemen anggaran, kas, akuntansi, keuangan perusahaan, aktivitas pengembangan SDM, organisasi dan proses bisnis, perencanaan strategis, serta pengembangan bisnis dan manajemen risiko.

Direktur & CEO

Pedoman GCG menetapkan bahwa Direktur & CEO mengkoordinasikan seluruh aktivitas yang mencakup pengembangan dan operasi MedcoEnergi. Direktur & CEO dibantu oleh Direktur lainnya dalam mengelola dan mengendalikan pengawasan terhadap manajemen MedcoEnergi.

Direktur & CEO, bekerja sama dengan Direktur Utama, bertanggung jawab untuk merencanakan, mengelola, dan mengendalikan pengawasan manajemen MedcoEnergi; melaksanakan perencanaan dan anggaran kerja; memastikan kepatuhan terhadap hukum dan peraturan yang berlaku serta kebijakan komunikasi perusahaan, hubungan dengan pemerintah dan investor; aktivitas eksplorasi, produksi, pemasaran, penjualan, serta keselamatan dan kesehatan kerja; tanggung jawab sosial perusahaan atas program sosial dan lingkungan; manajemen anggaran, perbendaharaan, akuntansi, keuangan perusahaan, aktivitas pengembangan sumber daya manusia, organisasi dan proses bisnis, perencanaan strategis, serta pengembangan bisnis dan manajemen risiko.

Direktur & CFO

Akuntabilitas Direktur & CFO mencakup merencanakan, mengelola dan mengendalikan program kerja dan anggaran untuk Direktorat Keuangan; mengembangkan kebijakan dan kegiatan yang berkaitan dengan perumusan dan evaluasi rencana strategis MedcoEnergi; dan mengembangkan kebijakan penilaian investasi dan hubungan investor serta menetapkan, mengelola dan mengendalikan kebijakan perusahaan terkait rencana kerja Direktorat Keuangan dan anggaran perusahaan, perbendaharaan, organisasi kegiatan akuntansi, penyusunan laporan keuangan, perpajakan, dan pengelolaan keuangan.

Direktur & CFO bertanggung jawab untuk merencanakan, mengelola, dan mengendalikan program kerja dan anggaran serta mengevaluasi pencapaiannya; mengembangkan kebijakan dan kegiatan terkait perumusan dan evaluasi rencana strategis MedcoEnergi, kebijakan penilaian dan analisis investasi; dan mengembangkan kebijakan dan aktivitas terkait perbendaharaan MedcoEnergi, serta kebijakan akuntasi, laporan keuangan dan perpajakan serta kebijakan terkait pembiayaan jangka panjang.

Direktur & COO

Direktur & COO bertanggung jawab untuk menetapkan, mengelola, dan mengendalikan MedcoEnergi tentang operasi E&P, fasilitas pendukung, serta perencanaan dan manajemen aset minyak dan gas.

Tanggung jawab Direktur and Chief Operating Officer mencakup merencanakan, mengelola, dan mengendalikan perencanaan dan anggaran kerja untuk Direktorat Operasi dan mengevaluasi pencapaiannya; dan mengembangkan kebijakan yang terkait dengan Operasional dan E&P, produksi minyak dan gas serta penjualan dan pemasarannya, serta tanggung jawab sosial Perseroan.

Direktur & CHCBSO

Direktur & CHCBSO bertanggung jawab untuk menetapkan, mengelola, dan mengendalikan kebijakan MedcoEnergi tentang sumber daya manusia, pendidikan dan pelatihan, organisasi, proses bisnis, dan budaya perusahaan. Direktur & CHCBSO juga bertanggung jawab untuk memastikan pengembangan dan pelaksanaan kebijakan dan program berkelanjutan dan manajemen risiko Perseroan.

Direktur & CHBSO bertanggung jawab untuk merencanakan, mengelola, dan mengendalikan perencanaan dan anggaran kerja untuk Direktorat Sumber Daya Manusia dan mengevaluasi pencapaiannya; dan mengembangkan kebijakan yang terkait perencanaan tenaga kerja, pengembangan dan pemberdayaan sumber daya manusia, remunerasi dan hubungan industri serta pengembangan sistem manajemen dan budaya perusahaan MedcoEnergi.

Remunerasi Direksi

Remunerasi Direksi ditentukan dan direkomendasikan kepada Dewan Komisaris oleh Komite Nominasi dan Remunerasi dan disetujui oleh pemegang saham dalam RUPST. Komite Nominasi dan Remunerasi merujuk rekomendasi pada hasil kinerja tahunan setiap anggota Direksi, ruang lingkup kerja dan tanggung jawab setiap anggota Direksi, serta perbandingan pelaksanaan tolak ukur tahunan dengan praktik terbaik di industri.

Kinerja tahunan Direksi dievaluasi berdasarkan Kontrak Kinerja dan Indikator Kinerja Utama yang ditetapkan oleh Direksi dan disetujui oleh Dewan Komisaris pada Rapat Anggaran Tahunan. Prosedur evaluasi kinerja Direksi tahunan disajikan secara terinci dalam Laporan Komite Nominasi dan Remunerasi. Pada 2019, jumlah remunerasi Direksi adalah AS$10,5 juta dalam bentuk uang tunai, dan 23.680.800 lembar saham MedcoEnergi.

Rapat Direksi

Selama 2019, Direksi melakukan enam Rapat Direksi di samping pertemuan rutin bulanan.

Selain itu, anggota Direksi juga menghadiri Rapat Gabungan Dewan Komisaris - Direksi yang dilakukan per kuartal, serta sebuah Rapat Program dan Anggaran Kerja Tahunan yang dilakukan bersamaan dengan salah satu Rapat Gabungan Dewan Komisaris dan Direksi.

Kehadiran Rapat Direksi Tahun 2019

Nama	Jumlah Rapat	Jumlah Kehadiran	%	Alasan Ketidakhadiran
Hilmi Panigoro	6	4	66,7	Perjalanan Dinas
Roberto Lorato	6	6	100	-
Anthony R. Mathias	6	4	66,7	Perjalanan Dinas
Ronald Gunawan	6	5	83,4	Perjalanan Dinas
Amri Siahaan	6	6	100	-

Kehadiran Anggota Direksi Dalam Rapat Gabungan Dewan Komisaris Tahun 2019

Nama	Jumlah Rapat	Jumlah Kehadiran	%	Alasan Ketidakhadiran
Hilmi Panigoro	4	4	100	-
Roberto Lorato	4	4	100	-
Anthony R. Mathias	4	4	100	-
Ronald Gunawan	4	4	100	-
Amri Siahaan	4	4	100	-

Penilaian Kinerja Direksi

Penilaian Kinerja Direksi dilakukan oleh Komite Nominasi dan Remunerasi, yang juga menilai Indikator Kinerja Utama yang ditetapkan oleh Direksi dan mencakup sejumlah target yang terkait realisasi Program Kerja dan Anggaran MedcoEnergi, serta kinerja operasi termasuk jumlah produksi, biaya operasi, cadangan minyak dan gas tambahan, kualitas K3L, kinerja keuangan, dan pertumbuhan yang berkelanjutan.

Remunerasi Direksi didasari evaluasi kualitatif dan kuantitatif, sesuai Indikator Kinerja Utama Direksi. Indikator juga ditetapkan untuk setiap direktur sesuai dengan tugas masing-masing.

Komite Audit

Penilaian Kinerja Direksi dilakukan oleh Komite Nominasi dan Remunerasi, yang juga menilai Indikator Kinerja Utama yang ditetapkan oleh Direksi dan mencakup sejumlah target yang terkait realisasi Program Kerja dan Anggaran MedcoEnergi, serta kinerja operasi termasuk jumlah produksi, biaya operasi, cadangan minyak dan gas tambahan, kualitas K3L, kinerja keuangan, dan pertumbuhan yang berkelanjutan.

Anggota Komite Audit

Berdasarkan hasil keputusan Dewan Komisaris tanggal 1 November 2017 tentang Struktur Organisasi Dewan Korporat, Komite Audit terdiri atas tiga anggota, termasuk satu komisaris independen dan dua anggota bukan komisaris yang ditunjuk dari luar Perseroan. Per 31 Desember 2019, anggota Komite Audit Perseroan adalah:

No	Posisi	Nama
1	Ketua	Bambang Subianto (Komisaris Independen)
2	Anggota	Jul Azmi
3	Anggota	Ida Anggrainy
4	Sekretaris	Ronny Siahaan (Sr. Manajer Audit & Kepatuhan Integritas)

Hak Komite Audit
Komite Audit memiliki akses penuh untuk mengaudit data personil, dokumen, fasilitas dan pembiayaan yang berkaitan dengan MedcoEnergi dalam melaksanakan tugasnya. Dalam melaksanakan tugasnya, Komite Audit bekerja sama erat dengan Fungsi Audit Internal berdasarkan bersetujuan Dewan Komisaris. Komite Audit memiliki hak untuk menunjuk pihak ketiga untuk melaksanakan tugas tersebut.

Rapat Komite Audit
Dalam tahun 2019, Komite Audit memeriksa laporan keuangan kuartal dan tahunan dan memberikan penjaminan kepada Dewan Komisaris bahwa laporan keuangan disajikan sesuai dengan Standar Akuntansi Keuangan yang berlaku di Indonesia dan ketentuan-ketentuan yang ditetapkan oleh OJK (Otoritas Jasa Keuangan).

Berdasarkan masukan dari Komite Audit, Dewan Komisaris menyetujui pengungkapan laporan keuangan konsolidasi. Komite Audit memanggil semua anggota Komite Audit untuk menghadiri rapat rutin dalam tahun 2019.

Kehadiran Komite Audit adalah sebagai berikut:

Nama	Jumlah Rapat	Jumlah Kehadiran	%	Alasan Ketidakhadiran
Bambang Subianto	5	4	80%	Izin absen
Jul Azmi	5	5	100%	-
Ida Anggrainy	5	5	100%	-

Dalam tahun 2019, anggota Komite Audit juga mengadakan 3 rapat internal untuk membahas dan memahami masalah yang berkaitan dengan tugas dan tanggung jawab Komite Audit, persiapan rapat triwulan, hasil audit internal, dan manajemen risiko kecurangan.

Pelaksanaan Tugas
Tugas dan tanggung jawab Komite Audit termasuk tetapi tidak terbatas pada:
Meninjau dan menilai kecukupan audit yang dilakukan oleh audit eksternal dan memberikan opini atas hasil audit Laporan Keuangan Perseroan
- Memberi rekomendasi untuk penunjukkan auditor eksternal
- Mengevaluasi kinerja, kompetensi, independensi, dan obyektivitas dari auditor internal dan external.
- Meninjau perencanaan audit internal, laporan dan temuan signifikan.
- Meninjau manajemen risiko untuk memastikan kecukupan proses untuk mengidentifikasi dan mengurangi risiko keuangan dan bisnis.
- Meninjau sistem kontrol internal untuk memastikan Perseroan telah menetapkan kontrol internal yang efektif.
- Meninjau kepatuhan terhadap kebijakan dan prosedur Perseroan, etika, konflik kepentingan, dan investigasi pelanggaran dan penipuan.
- Meninjau kepatuhan Perseroan terhadap hukum dan peraturan yang berkaitan dengan Pasar Modal dan hukum dan peraturan lainnya.

Komite Nominasi dan Remunerasi

Komite Nominasi dan Remunerasi dibentuk kembali pada rapat Dewan Komisaris tanggal 13 Januari 2016 sesuai dengan Peraturan OJK No. 34/POJK.04/2014 ("Peraturan OJK No. 34/2014"). Sesuai Keputusan Dewan Komisaris tanggal 18 Mei 2016, Direksi telah merumuskan dan menyetujui sebuah pedoman yang menetapkan peran dan tanggung jawab, komposisi dan struktur keanggotaan, serta sistem dan prosedur kerja Komite Nominasi dan Remunerasi seperti yang ditentukan oleh Peraturan OJK.

Tugas dan Tanggung Jawab
Seperti yang ditetapkan dalam Peraturan OJK No. 34/2014 dan diadopsi dalam Pedoman Komite, Komite Nominasi dan Remunerasi harus melaksanakan tugas-tugasnya secara independen dan bertanggung jawab kepada Dewan Komisaris.

Untuk fungsi nominasi, fungsi Komite adalah:
1. Memberikan rekomendasi kepada Dewan Komisaris tentang komposisi anggota Dewan Komisaris dan Direksi, kriteria proses nominasi untuk kandidat yang dibutuhkan, dan kebijakan evaluasi kinerja untuk anggota Dewan Komisaris dan Direksi.
2. Membantu Dewan Komisaris dalam melakukan evaluasi kinerja anggota Dewan Komisaris dan Direksi berdasarkan Indikator Kinerja Utama masing-masing.
3. Mengembangkan dan merekomendasikan kepada Dewan Komisaris suatu program pengembangan kompetensi bagi anggota Dewan Komisaris dan Direksi; dan
4. Mengusulkan kandidat yang memenuhi kriteria menjadi anggota Dewan Komisaris dan/atau Direksi untuk diajukan dalam RUPS.

Untuk fungsi remunerasi, tugas Komite terdiri dari:
1. Memberikan rekomendasi kepada Dewan Komisaris tentang struktur, kebijakan, dan jumlah remunerasi.
2. Membantu Dewan Komisaris dalam melaksanakan evaluasi kinerja dan penyesuaian nilai remunerasi setiap anggota Dewan Komisaris dan Direksi.

Struktur Keanggotaan
Sesuai Peraturan OJK No. 34/2014 dan Pedoman Komite, penunjukan dan pemberhentian anggota Komite harus dilakukan melalui keputusan rapat Dewan Komisaris.

Komite harus terdiri dari paling sedikit tiga anggota, termasuk Komisaris Independen, Komisaris, dan seorang Pejabat Administrasi Dewan. Ketua Komite harus seorang Komisaris Independen, dan Sekretaris Komite harus seorang Pejabat Administrasi Dewan. Periode penunjukan anggota Komite tidak boleh lebih lama dari periode penunjukan anggota Dewan Komisaris, namun anggota dapat dipilih kembali.

Sesuai dengan rapat Dewan Komisaris tanggal 13 Januari 2016, komposisi anggota Komite telah ditetapkan sebagai berikut:

No	Posisi	Nama
1	Ketua	Marsillam Simandjuntak - Komisaris Independen
2	Anggota	Muhammad Lutfi - Komisaris
3	Anggota	Yani Panigoro - Komisaris
4	Anggota	Yaser Raimi Panigoro - Komisaris
5	Anggota & Sekretaris	Cisca W. Alimin - Kepala Kantor Administrasi Dewan

Pelaksanaan Tugas dan Tanggung jawab
Selama tahun 2019, Komite melakukan fungsinya secara penuh seperti yang ditetapkan dalam Pedoman Komite, dan disetujui oleh Dewan Komisaris pada tanggal 18 Mei 2016.

Pelaksanaan Fungsi Remunerasi
Dalam melaksanakan fungsi remunerasi, Komite melakukan penilaian dan evaluasi menyeluruh atas hasil Kontrak Kinerja Tim dan Indikator Kinerja Utama tahun 2018 dalam rapat tanggal 13 Mei 2019. Komite juga mengevaluasi rencana Perseroan tahun 2019, seperti yang ditunjukkan dalam Kontrak Kinerja Tim dan Indikator Kinerja Utama tahun 2019.

Komite mengakui upaya Dewan Komisaris dan Direksi dalam mencapai kinerja Perseroan yang baik di 2018, dan juga menyadari hasil yang dicapai lebih tinggi dari ekspektasi, serta tanggung jawab Dewan Komisaris dan Direksi lebih besar di 2019. Oleh sebab itu anggaran remunerasi untuk gaji di 2019 yang lebih besar dan bonus insentif kinerja 2018 yang diajukan di 2019 adalah hal yang dapat dipertanggung jawabkan. Sejalan dengan Kebijakan Remunerasi yang mulai berjalan pada 1 Maret 2017, pada rapat 13 Mei 2019, Komite juga mengusulkan kepada Dewan Komisaris untuk menyampaikan anggaran remunerasi berupa saham dalam RUPST 2019.

Pelaksanaan Fungsi Nominasi
Dalam rapat 31 Oktober 2019, Komite meninjau kinerja Dewan Komisaris dan Direksi, dengan memperhatikan keseluruhan kinerja Perseroan dari 2016 hingga 2019, serta sepakat memberikan rekomendasi kepada Dewan Komisaris untuk menyampaikan nominasi dan perpanjangan penunjukan anggota Dewan Komisaris dan Direksi yang inkumben sesuai jabatan masing-masing pada saat ini kepada RUPST 2020.

Kehadiran dalam Rapat Komite Nominasi & Remunerasi 2019

Nama	Jumlah Rapat	Jumlah Kehadiran	%	Alasan Ketidakhadiran
Marsillam Simandjuntak – Ketua	2	2	100	-
Muhammad Lutfi – Anggota	2	2	100	-
Yani Y. Panigoro – Anggota	2	2	100	-
Yaser Raimi Arifin Panigoro - Anggota	2	2	100	-
Cisca W. Alimin – Anggota & Sekretaris	2	2	100	-

Posisi	Kompensasi Jangka Pendek (dalam unit Saham)	Kompensasi Jangka Panjang	
		Bebas (Saham)	Terblokir (Saham)
BOC	2.485.852	5.903.800	-
BOD	10.547.957	16.880.800	6.800.000
Total	13.033.809	22.784.600	6.800.000

Rapat

Komite Nominasi dan Remunerasi mengadakan dua rapat pada 2019, yaitu 13 Mei 2019 dan 31 Oktober 2019. Kedua rapat dihadiri oleh seluruh anggota Komite.

Pada rapat 13 Mei 2019, anggota Komite memberikan rekomendasi kepada Dewan Komisaris untuk mengajukan Anggaran Remunerasi 2019 untuk Dewan Komisaris dan Direksi dengan jumlah total AS$10,4 juta dan 29.584.600 saham. Sementara pada rapat 31 Oktober 2019, anggota Komite memberikan rekomendasi kepada Dewan Komisaris untuk mengusulkan nominasi dan perpanjangan penunjukan anggota Dewan Komisaris dan Direksi berikut sesuai dengan posisinya sekarang kepada RUPST 2020:

No	Posisi	Nama
1	Ketua	Muhammad Lutfi
2	Komisaris	Yani Panigoro
3	Komisaris	Yaser Raimi Panigoro
4	Komisaris Independen	Marsillam Simandjuntak
5	Komisaris Independen	Bambang Subianto
6	Direktur Utama	Hilmi Panigoro
7	Direktur & CEO	Roberto Lorato
8	Direktur & CFO	Anthony R. Mathias
9	Direktur & COO	Ronald Gunawan
10	Direktur & CHCBSO	Amri Siahaan

Implementasi Keputusan RUPST

Sesuai Keputusan RUPST Mei 2019, para pemegang saham memberikan izin untuk mendistribusikan remunerasi berjumlah total AS$10,4 juta dan 29.584.600 saham. Distribusi aktual dari remunerasi total Dewan Komisaris dan Direksi pada 2019 berjumlah AS$13,0 juta. Di samping itu, jumlah saham yang didistribusikan pada 2019 sepadan dengan anggaran sebesar 29.584.600 saham.

Komite Manajemen Risiko

Pembentukan Komite Manajemen Risiko (RMC) bertujuan untuk membantu Dewan Komisaris di dalam memenuhi tanggung jawab pengawasan tata kelola perusahaan terkait manajemen risiko Perseroan dan entitas anak Perusahaan.

Tugas dan Tanggung jawab

Tugas dan tanggung jawab komite adalah:

- Memberikan arahan untuk menyesuaikan manajemen risiko dengan strategi Perseroan dan secara formal memberikan otorisasi perubahan terkait kebijakan risiko Perseroan;
- Menyetujui, mengawasi dan memastikan sistem Manajemen Risiko yang dikembangkan Direksi efektif diterapkan dalam mitigasi risiko yang dapat berdampak negatif terhadap Perseroan;
- Mengevaluasi risiko utama yang dikomunikasikan oleh Direksi terkait dengan risiko bisnis dan operasional serta dampak dari inisiatif Perseroan yang diajukan oleh Perseroan;
- Menginformasikan para pemangku kepentingan internal dan eksternal terkait mengenai penilaian dan rencana mitigasi untuk risiko utama jika berlaku.

Per 31 Desember 2019, anggota Komite Manajemen Risiko adalah:

No	Posisi	Nama
1	Ketua	Muhammad Lutfi - Presiden Komisaris
2	Anggota	Marsillam Simandjuntak - Komisaris Independen
3	Anggota	Bambang Subianto - Komisaris Independen
4	Anggota	Yani Panigoro - Komisaris
5	Anggota	Yaser Raimi A. Panigoro - Komisaris
6	Anggota	Hilmi Panigoro – Presiden Direktur
7	Anggota	Roberto Lorato - CEO
8	Anggota	Anthony R. Mathias - CFO
9	Sekretaris	Candarashmi P. Pastika (Manajer Manajemen Risiko Perusahaan)

Komposisi dan Rapat RMC

Anggota RMC melakukan pertemuan bertemu sesering yang diperlukan untuk memenuhi tugas dan tanggung jawab mereka. Komite mendokumentasikan dan menyimpan catatan tentang prosesnya. Pada 2019, RMC mengadakan tujuh rapat dengan tingkat kehadiran rata-rata 100%. Agenda rapat mencakup diskusi tentang risiko yang terkait dengan kegiatan bisnis Perusahaan, termasuk risiko Perusahaan yang paling signifikan, akuisisi, divestasi dan kegiatan pembiayaan, serta peninjauan dan pemantauan efektivitas Kerangka Kerja Manajemen Risiko Perusahaan dan implementasinya.

Nama	Jumlah Rapat	Jumlah Kehadiran	%	Alasan Ketidakhadiran
Muhammad Lutfi	7	7	100	-
Marsillam Simandjuntak	7	7	100	-
Yani. Y. Panigoro	7	7	100	-
Yaser Raimi A. Panigoro	7	7	100	-
Bambang Subianto	7	7	100	-
Hilmi Panigoro	7	7	100	-
Roberto Lorato	7	7	100	-
Anthony R. Mathias	7	7	100	-

Komite GCG

Sesuai Pedoman Komite GCG yang ditandatangani Direksi 5 Feburari 2014, Dewan Komisaris telah membentuk Komite GCG yang bertujuan untuk membantu Dewan Komisaris dalam mengawasi, memantau, dan memastikan konsistensi implementasi GCG dan praktek Nilai Perusahaan pada semua lapisan di seluruh MedcoEnergi.

Tugas dan Tanggung jawab Komite GCG

Sebagaimana diuraikan di Pedoman, Komite GCG diberikan tanggung jawab dan tugas utama berikut ini:

- Meninjau dan mengevaluasi prinsip dan standar GCG yang diterapkan di kelompok usaha MedcoEnergi;
- Secara berkala meninjau kebijakan GCG yang ditetapkan Direksi guna memastikan kebijakan tersebut sesuai dengan prinsip GCG, dan merekomendasikan penyesuaian, penambahan, dan peningkatan kebijakan GCG bila diperlukan;
- Mengevaluasi potensi konflik kepentingan atau kemungkinan pelanggaran di dalam Direksi kelompok usaha MedcoEnergi serta memberikan rekomendasi tindakan yang perlu diambil;
- Menerima laporan tahunan tentang penerapan praktek GCG dari Direksi; serta
- Mempromosikan penerapan praktek GCG yang konsisten dan berperan sebagai panutan di dalam kelompok usaha MedcoEnergi.

Struktur Keanggotaan

Struktur keanggotaan Komite GCG akan merujuk kepada keputusan Dewan Komisaris dan mencakup setidaknya lima anggota, tiga di antaranya merupakan anggota Dewan Komisaris dan yang lainnya anggota Direksi. Seorang Komisaris Independen akan mengetuai Komite ini.

Berdasarkan Keputusan Dewan Komisaris 1 November 2017 tentang Struktur Organisasi MedcoEnergi, komposisi Komite GCG adalah sebagai berikut:

No	Posisi	Nama
1	Ketua	Marsillam Simandjuntak – Komisaris Independen
2	Anggota	Muhammad Lutfi – Komisaris
3	Anggota	Yani Panigoro – Komisaris
4	Anggota	Yaser Raimi Panigoro – Komisaris
5	Anggota	Hilmi Panigoro – Presiden Direktur
6	Anggota	Roberto Lorato – CEO
7	Anggota	Anthony R. Mathias – CFO
8	Anggota	Amri Siahaan – CHCBSO
9	Sekretaris	Siendy K. Wisandana – Sekretaris Perusahaan

Implementasi Tugas dan Tanggung jawab

Pada 2019, Dewan Komisaris dan Direksi mengadakan beberapa diskusi mengenai keutamaan implementasi elemen GCG dengan standar tertinggi, yaitu:

- Meninjau dan mengevaluasi efektivitas Enterprise Risk Management
- Meninjau dan mengevaluasi efektivitas sistem pelaporan pelanggaran.
- Implementasi standar internasional pada sistem manajemen anti-suap ISO37001:2016 ABMS
- Implementasi standar Global Reporting Initiative (GRI) untuk Tata Kelola GRI:205 dalam program Anti Korupsi

Komite akan memantau implementasi prinsip GCG secara berkelanjutan di dalam kelompok usaha MedcoEnergi, sejalan dengan komitmen Perseroan untuk terus memperkuat implementasi GCG.

Manajemen Risiko

MedcoEnergi meyakini manajemen risiko sebagai proses yang efektif untuk mengidentifikasi dan mengelola risiko dalam rangka memenuhi kewajiban Dewan dan sebagai cara untuk memastikan Perseroan mencapai tujuan dan sasarannya. Manajemen Risiko merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari proses pengambilan keputusan.

Seajalan dengan fungsi penting ini, manajemen risiko didukung dan dipantau oleh departemen Manajemen Risiko Perusahaan, di bawah Divisi Corporate Sustainability & Risk Management, dan Komite Manajemen Risiko (RMC). Manajemen Risiko Perusahaan membantu dan mendokumentasi kegiatan manajemen risiko di seluruh kelompok usaha MedcoEnergi.

Sebuah kerangka Enterprise Risk Management (ERM) diterapkan oleh MedcoEnergi, yang meliputi seluruh organisasi; mengacu kepada standar internasional ISO 31000:2009. Pada 2019, MedcoEnergi mensinkronkan ERM di seluruh kelompok usahanya, melatih dan meningkatkan kesadaran risiko 250 manajer dan manajer senior, serta menerapkan sistem berbasis alur kerja untuk pelaporan risiko guna memperkuat kebudayaan ERM. Upaya lain yang secara terus menerus diimplementasikan adalah pelatihan rutin manajemen risiko, diskusi kelompok terpimpin atau lokakarya manajemen risiko, serta kampanye kesadaran kebudayaan ERM.

Kerangka ERM ini mencakup seluruh segi risiko yang dapat mempengaruhi kelompok usaha MedcoEnergi, termasuk pemasok, kontraktor, dan pemangku kepentingan pihak ketiga lain. Segi risiko yang teridentifikasi mencakup: Strategis; Finansial; Operasi; Orang dan Organisasi; Teknologi Informasi dan Dukungan Bisnis; Peraturan dan Legal; Kesehatan, Keselamatan, Keamanan dan Lingkungan; serta risiko Sosial dan Komunitas. Peta jalan Keberlanjutan, yang didesain untuk memastikan sukses jangka panjang MedcoEnergi, dilandasi oleh kerangka ini.

Faktor Risiko Utama

Berdasarkan penilaian risiko rutin, menanggapi perubahan kondisi lingkungan internal dan eksternal dan sesuai dengan kerangka ERM, faktor risiko utama berikut telah diidentifikasi:

- Harga minyak yang fluktuatif dan rendah berkelanjutan;
- Akses ke sumber daya alam, termasuk pembaruan kontrak-kontrak yang akan habis masa berlakunya;
- Risiko bawah permukaan, keberhasilan eksplorasi dan penambahan cadangan;
- Risiko keselamatan dan operasional, termasuk keselamatan proses, keselamatan pribadi, keselamatan sosial dan keselamatan lingkungan.
- Risiko sosial;
- Risiko politik dan fiskal di negara tempat operasi MedcoEnergi, termasuk perubahan peraturan dan perundang-undangan seperti pembatasan lingkungan dan peningkatan biaya terkait kepatuhan;
- Risiko finansial seperti risiko likuiditas, akses ke sumber dana, dan pelanggaran perjanjian;
- Kapabilitas organisasi;
- Keamanan Cyber; dan
- Perubahan iklim.

MedcoEnergi berupaya mengelola dan memitigasi semua risiko teridentifikasi dan secara berkala memantau efektivitas kegiatan pengendalian risikonya. MedcoEnergi tidak akan mentoleransi pelanggaran kepatuhan dalam segi kesehatan, keselamatan, lingkungan, sosial, peraturan, dan keamanan.

Daftar Litigasi Aktif MedcoEnergi tersedia di Laporan Keuangan dalam lampiran, halaman 291.

Pelindungan Asuransi Aset Perseroan

MedcoEnegi telah mengadakan pelindungan asuransi untuk melindungi semua kegiatan dan aset operasionalnya. Paket asuransi ditinjau setidaknya satu kali dalam satu tahun guna memastikan paket tersebut cocok dengan kebutuhan Perseroan dengan cara yang paling efisien dari segi biaya. Saat ini, MedcoEnergi memiliki polis asuransi yang mencakup paket energi standar, properti, kargo umum dan pengapalan minyak, rig, hull dan mesin, lapangan terbang, asuransi umum dan asuransi pekerja.

Keberlanjutan Usaha

MedcoEnergi memiliki rencana pemulihan bencana sistem data, yang merupakan mekanisme formal dengan kombinasi strategi, kebijakan, prosedur dan organisasi, dikembangkan untuk memastikan kontinuitas operasi fungsi bisnis penting di level layanan tertentu pada waktu terjadi disrupsi atau bencana. Rencana ini mencakup seluruh unit bisnis kelompok usaha MedcoEnergi.

Dalam rangka memastikan kesiapan bencana, MedcoEnergi mengadakan uji pemulihan data untuk sistem dan aplikasi setiap tiga bulan dan mengadakan uji Pusat Pemulihan Bencana setiap tahun.

Sekretaris Perusahaan

Berdasarkan keputusan Direksi, Siendy K. Wisandana diangkat sebagai Sekretaris Perusahaan pada 1 Januari 2017. Beliau lulus pada 1991 dari Universitas Katolik Parahyangan dengan jurusan Hukum Ekonomi.

Implementasi Tugas dan Fungsi Sekretaris Perusahaan

Selama 2019, Unit Sekretaris Perusahaan membantu Direksi dan Dewan Komisaris dalam memastikan kepatuhan MedcoEnergi terhadap Peraturan BAPEPAM-LK, OJK, dan BEI, serta Anggaran Dasar Perseroan.

Audit Internal

Kepala Divisi Audit & Kepatuhan Integritas Perusahaan

Berdasarkan Keputusan Direksi pada 30 Oktober 2017, Ronny Siahaan diangkat sebagai Kepala Divisi Audit Internal Perseroan. Beliau bertanggung jawab langsung kepada CEO MedcoEnergi dan mendukung pelaksanaan tugas dan tanggung jawab audit internal dalam kelompok usaha MedcoEnergi. Efektif sejak 1 September 2018, Audit Internal dan Etika & Kepatuhan diintegrasikan ke dalam Fungsi Audit & Kepatuhan Integritas. Integrasi ini dilakukan untuk memastikan bahwa prioritas fungsi Audit & Kepatuhan Integritas sejalan dengan strategi keseluruhan Perseroan, dan bahwa fungsi tersebut bernilai optimal, sejalan dengan prioritas kritis dalam berbisnis.

Tugas dan Tanggung Jawab Divisi Audit & Kepatuhan Integritas Perusahaan

Tanggung jawab utama Divisi Audit & Kepatuhan Integritas adalah untuk mengevaluasi efektivitas tata kelola, manajemen risiko, pengendalian internal, dan kepatuhan integritas Perseroan.

Terkait dengan Tata Kelola, divisi ini secara berkala menilai dan membuat rekomendasi yang sesuai untuk meningkatkan proses tata kelola untuk mencapai tujuan berikut:

- Mempromosikan etika dan nilai-nilai yang sesuai dalam organisasi
- Memastikan manajemen kinerja dan akuntabilitas organisasi yang efektif
- Mengkoordinasi informasi risiko dan pengendalian kepada area organisasi yang sesuai

Terkait manajemen risiko, Divisi Audit & Integritas Kepatuhan secara berkala melakukan asesmen dan memberikan rekomendasi untuk meningkatkan proses manajemen risiko, mengevaluasi paparan risiko terkait manajemen, operasi, dan sistem informasi, dengan parameter berikut:

- Pencapaian tujuan strategis organisasi
- Reliabilitas dan integritas informasi finansial dan operasional
- Efektivitas dan efisiensi operasional dan program
- Perlindungan asset
- Kepatuhan terhadap hukum, peraturan yang berlaku, kebijakan, prosedur dan kontrak

Divisi Audit & Integritas Kepatuhan secara berkala mengevaluasi potensi terjadinya kecurangan dan bagaimana organisasi mengelola risiko kecurangan melalui asesmen risiko, termasuk pengendalian penipuan dengan mendeteksi, mencegah, dan memantau risiko kecurangan dan menangani risiko tersebut dalam audit dan investigasi melalui program berikut:

- Mengidentifikasi potensi yang mengindikasikan kecurangan telah terjadi
- Memahami karakteristik kecurangan dan teknik yang dipakai untuk melakukan kecurangan, serta berbagai skema dan skenario kecurangan
- Mengevaluasi indikator kecurangan dan menentukan apakah tindak lanjut diperlukan atau inivestigasi perlu direkomendasikan
- mengevaluasi efektivitas pengendalian dalam mencegah atau mendeteksi kecurangan

Aktivitas Audit Internal Perusahaan 2019

Pada 2019, sesuai rencana audit, Internal Audit melakukan audit terhadap Perseroan dan entitas anak, kemitraan dan fungsi bisnis termasuk audit anti-suap dan korupsi pemasok.

Aktivitas Etik & Kepatuhan Perusahaan 2019

Pada 2019, Audit & Integritas Kepatuhan melakukan serangkaian program kepatuhan yang mencakup pencegahan, deteksi, tanggap, serta pemantauan dan evaluasi untuk Perseroan dan entitas anak, kemitraan dan fungsi bisnis yang mencakup Statement of Adherence (SoA), Pernyataan Benturan Kepentingan, program Ethics Liaison Officer (ELO), Asesmen Risiko Kecurangan, serta program Anti-Korupsi, dan komunikasi & edukasi untuk pekerja internal dan eksternal.

Sebagai salah satu komitmen keberlanjutan MedcoEnergi terkait Anti-Korupsi, kami berkomitmen untuk mencegah korupsi korporat dengan memastikan tersedianya prosedur yang memadai dan memformalkan Sistem Manajemen Anti-Suap (ABMS), dengan melibatkan para pemasok, serta menggerakkan pekerja kami terkait kebijakan anti-suap dan korupsi perusahaan (ABC). Sejak tahun 2017, kami menjalankan proses sertifikasi ISO370001:2016 ABMS dan serangkaian pelatihan dan peningkatan kesadaran telah dilakukan di Blok B Natuna, dengan fungsi yang terkait Proses Pengadaan-Pembayaran dan Medco Power.

Sertifikasi ABMS merupakan langkah penting dalam rangka memberikan jaminan kepada manajemen, investor, pekerja, pelanggan dan pemangku kepentingan lain bahwa MedcoEnergi sungguh-sungguh mencegah risiko penyuapan dan secara nyata memperlihatkan bahwa Perseroan telah mempergunakan praktek terbaik pengendalian anti-suap yang diakui internasional. Lebih jauh, sertifikasi ini juga menjadi bukti bahwa Perseroan telah memiliki prosedur yang memadai untuk mencegah penyuapan.

MedcoEnergi telah menyelesaikan sertifikasi pertama pada 18 Juni 2019 untuk Medco E&P Natuna Ltd (afiliasi MedcoEnergi), setelah diawali 2017 oleh fungsi Audit & Integritas Kepatuhan (A&IC) MedcoEnergi dan didukung oleh fungsi terkait. MedcoEnergi merupakan Kontraktor Bagi Hasil (PSC) di sektor Minyak dan Gas Indonesia pertama yang meraih Sertifikasi ISO37001 ABMS. Upaya ini dilanjutkan dengan proses sertifikasi untuk proses pengadaan Medco E&P pada akhir 2019 dan persiapan untuk sertifikasi di kantor pusat Medco Power.

Sistem Pengendalian Internal

MedcoEnergi memiliki sistem pengendalian internal yang bertujuan menjaga aset dan investasi Perseroan. Sistem ini merupakan bagian dari implementasi GCG di seluruh kelompok usaha MedcoEnergi dan mencakup:

- Lingkungan pengendalian internal yang disiplin dan terstruktur di dalam Perseroan.
- Penilaian dan manajemen risiko bisnis.
- Pengendalian kegiatan.
- Sistem Informasi dan Komunikasi.
- Pemantauan kegiatan.

Evaluasi Efektivitas Sistem Pengendalian Internal

MedcoEnergi telah menerapkan sistem kontrol internal di setiap divisi dan anak perusahaan. Sistem ini mencakup semua tugas dan wewenang dari masing-masing divisi. Evaluasi sistem dilakukan oleh Manajemen untuk meningkatkan efektivitasnya dengan peningkatan yang ditargetkan baik dari sistem dan kebijakan dalam hal keuangan dan operasi.

Kode Etik

Kode Etik Perusahaan

MedcoEnergi berkomitmen penuh dalam menerapkan GCG dengan standar tertinggi dan sesuai dengan budaya perusahaan. Maka dari itu, Kode Etik dikembangkan berdasarkan Nilai-Nilai Perusahaan MedcoEnergi. GCG mempunyai peran penting dalam perjalanan menuju visi menjadi "Perusahaan Energy Pilihan" bagi pekerja, pemangku kepentingan, investor, mitra dan masyarakat umum.

Isi Kode Etik
MedcoEnergi bermaksud untuk mengatur perilaku Dewan Komisaris, Direksi, dan semua pekerja demi kebaikan dan keselamatan semua pihak dan untuk menjaga reputasinya sebagai bisnis yang efektif dan efisien. Niat ini telah dirumuskan dalam peraturan dan ketentuan tertentu. Namun demikian, MedcoEnergi juga memiliki pernyataan perilaku standar yang didasarkan pada nilai-nilai perusahaan untuk memastikan bahwa kepatuhan terhadap peraturan dan regulasi mengarah pada perilaku etis.

Pernyataan perilaku ini berfungsi sebagai referensi bagi Dewan Komisaris, Direksi dan semua pekerja untuk melakukan tugas dan tugas mereka secara jujur, bertanggung jawab dan akuntabel setiap saat. Hal ini juga dikomunikasikan kepada semua kontraktor, pemasok, dan tamu MedcoEnergi. Perilaku-perilaku yang dapat mengganggu kegiatan operasional, merusak reputasi Perseroan, atau integritas pribadi Dewan Komisaris, Direksi, pemasok atau pelanggan lain, tidak dapat dibenarkan.

Integritas & Kepatuhan
Merupakan komitmen MedcoEnergi untuk menerapkan standar integritas dan kepatuhan tertinggi dalam kegiatan operasionalnya sesuai dengan Pedoman GCG dan Kode Etik. Perseroan telah melakukan serangkaian tindakan untuk memastikan penerapan yang konsisten di semua unit bisnis.

Sistem Pelaporan Pelanggaran

MedcoEnergi telah mempertahankan sistem pelaporan pelanggaran sejak 2008 untuk memperkuat penerapan prinsip-prinsip GCG dan sistem kontrol internal.

Sistem Pelaporan Pelanggaran Perseroan menyediakan saluran bagi para pemangku kepentingan internal dan eksternal untuk menyampaikan setiap keluhan mereka terkait integritas dan penerapan kepatuhan dalam operasi bisnis MedcoEnergi.

Perlindungan bagi Pelapor
Sebagaimana telah dinyatakan dalam Pedoman GCG dan Kode Etik, setiap kerahasiaan laporan dijamin dan Perseroan juga menjamin perlindungan terhadap hak dan keamanan setiap pelapor dari segala potensi bahaya atau dampaknya.

Managing Allegation Reports
Pada 2019, MedcoEnergi menerima sejumlah pelaporan pelanggaran dari pihak eksternal dan internal. Perseroan telah memproses dan menyelidiki laporan yang terkait dengan kecurangan, korupsi, pelanggaran kebijakan dan konflik kepentingan, diluar laporan itu, akan ditangani berdasarkan Prosedur Pengaduan Pekerja.

Mekanisme Pelaporan dan Perlindungan Pelapor
MedcoEnergi telah bekerja sama dengan Deloitte Consultants Indonesia (Deloitte) sejak 2010 untuk memastikan independensi proses investigasi untuk laporan pengaduan. MedcoEnergi membatasi pelaporan pelanggaran ke bidang-bidang berikut: Kecurangan, Korupsi, Pelanggaran Kebijakan, Benturan Kepentingan, Penipuan Laporan Keuangan, Suap, Pelanggaran Perilaku dan perilaku tidak etis lainnya.

Setiap orang dapat mengajukan laporan pelanggaran terkait hal-hal di atas kepada MedcoEnergi melalui situs resmi Perseroan (www.medcoenergi.com) atau melalui intranet atau dengan mengirimkan surat elektronik (e-mail) kepada Deloitte ke: lapormedcoenergi@tipoffs.com.sg. Setelah menerima laporan, Deloitte berkewajiban untuk menyaring dan mengkategorikan laporan, dan bila diperlukan akan meminta informasi lebih lanjut serta dokumen pendukung terkait dari pihak pelapor. Setelah memperoleh seluruh informasi dan dokumen pendukung, Deloitte akan melaporkan dan menyerahkan laporan lengkap kepada Komisaris Utama, Direktur Utama dan Kepala Audit Internal. Selanjutnya, Perseroan akan memproses laporan lengkap dan melakukan penyelidikan yang diperlukan secara mendalam dan menyeluruh.

Program Kepemilikan Saham untuk Pekerja, Direksi dan Dewan Komisaris dan Program Bagi Hasil Manajemen (ESAP dan MSAP)

Background
RUPSLB pada 29 Juni 2016 menghasilkan persetujuan dari Pemegang Saham untuk mengalokasikan saham treasuri MedcoEnergi dengan total 65.906.200 saham untuk diberikan kepada anggota Dewan Komisaris, Direksi dan Pekerja Perusahaan dalam Program Kepemilikan Saham untuk Pekerja dan Manajemen. Pemegang saham juga menyetujui untuk mendelegasikan wewenang kepada Direksi untuk bertindak sehubungan dengan pengalihan saham treasuri dan perubahan dalam rencana pemanfaatan saham treasuri tersebut tersebut, bilamana ada, sesuai dengan SEOJK No. 22/SEOJK.04/2015. Pada 2017, MedcoEnergi menginisiasi Program Kepemilikan Saham untuk Pekerja (ESAP) dan Program Bagi Hasil Manajemen (MSAP). Direksi menyetujui syarat dan ketentuan ESAP pada Keputusan Direksi 9 Juni 2017, dan MSAP pada Keputusan Direksi pada 24 Juli 2017.

Syarat dan Ketentuan ESAP

Program Bagi Hasil untuk Pekerja (ESAP)
Kelayakan. MedcoEnergi menerapkan kelayakan ESAP untuk pekerja dan anak perusahaan yang dimiliki sepenuhnya yang bekerja di Perusahaan atau diperbantukan ke anak perusahaan lain atau afiliasi Perusahaan berdasarkan kriteria tertentu.
Modal ESAP. Modal ESAP ekuivalen dengan jumlah saham Perseroan yang ditawarkan. Bila telah memenuhi kriteria, ESAP akan dikonversikan menjadi saham Perseroan.
Masa Pemberian Hibah. MedcoEnergi akan menghibahkan ESAP dalam periode tiga tahun. Pada periode pertama, ESAP efektif per 1 Juni 2017.
Masa Tunggu. Setiap bagian ESAP akan dinilai dalam periode tiga tahun dengan jadwal sebagai berikut: 30% setelah 1 tahun, 30% setelah 2 tahun dan 40% setelah 3 tahun.
Kepemilikan Saham. Sebelum periode pembagian hasil, saham yang mendasari ESAP akan tetap berada dalam kepemilikan MedcoEnergi. Setelah masa tunggu, saham yang mendasari ESAP akan dikonversi menjadi saham dengan mentransfer jumlah yang setara dari saham Perseroan ke masing-masing akun pekerja. Dividen yang dihasilkan dari saham tersebut sepenuhnya menjadi milik pekerja.
Hak Suara & Dividen. Sebelum masa tunggu, saham tidak memiliki hak suara maupun dividen. Setelah masa tunggu, saham akan sepenuhnya menjadi milik pekerja dan memiliki hak suara dan dividen saat diumumkan.
Pajak. Perseroan akan memberikan sahamnya secara neto. Setiap pajak penghasilan yang dihasilkan dari pembagian saham akan sepenuhnya dibayarkan oleh Perseroan.
Lainnya. Syarat dan ketentuan lainnya sehubungan dengan faktor kelayakan dan atau peristiwa lainnya yang perlu dipertimbangkan akan dinyatakan pada kebijakan terpisah oleh Sub Direktorat Sumber Daya Manusia dan Layanan Umum.

Program Bagi Hasil Manajemen (MSAP)
MSAP adalah bagian dari Kompensasi Variabel, yang akan diberikan sebagai: a) Program Retensi dan atau b) Bagian dari Bonus Insentif Kinerja.

Kelayakan dan Persetujuan. Kelayakan MSAP meliputi Komisaris non-independen dan Direktur MedcoEnergi, Direktur dari anak perseroan yang sepenuhnya dimiliki atau dimiliki mayoritas, Direktur Perwakilan di afiliasi Perseroan, dan Manajemen Senior tertentu. Alokasi MSAP untuk Komisaris non-independen dan Direktur MedcoEnergi akan tunduk pada persetujuan pemegang saham pada RUPST. Sementara itu, alokasi dan implementasi MSAP untuk Direksi yang mewakili MedcoEnergi, dan Manajemen Senior tertentu akan ditinjau dan disetujui oleh Direksi Perseroan.
Modal MSAP. Modal MSAP ekuivalen dengan jumlah saham saham Perseroan yang ditawarkan. Bila telah memenuhi kriteria, MSAP akan dikonversikan menjadi kepemilikan saham Perseroan.
Masa Pemberian Hibah. Perseroan akan menghibahkan MSAP dalam periode tiga tahun. Periode pertama MSAP efektif per 1 Augustus 2017.
Masa Tunggu. a) Program Retensi MSAP: Masa Tunggu akan efektif pada periode akhir perjanjian; dan b) Bonus Insentif Kinerja MSAP: tidak ada masa tunggu.
Kepemilikan Saham. a) Program Retensi MSAP: Saham yang mendasari MSAP akan dikonversi menjadi saham dengan mentransfer jumlah yang setara dari saham MedcoEnergi kepada penerima yang memenuhi syarat namun akan diblokir sampai akhir perjanjian. Saham yang dihasilkan akan diblokir dan dimiliki sepenuhnya oleh anggota Direksi hingga akhir perjanjian; b) Bonus Insentif Kinerja MSAP: Saham yang mendasari MSAP akan dikonversi menjadi saham dengan mentransfer jumlah yang setara dari saham Perseroan kepada penerima yang memenuhi syarat pada tanggal pemberian yang efektif.
Dividen & Hak Suara. a) Program Retensi MSAP: Saham memiliki hak suara dan dividen. Namun, dividen akan digabungkan ke dalam rekening bersama antara MedcoEnergi dan masing-masing penerima individu. Pada akhir perjanjian, semua dividen yang dibayarkan akan diberikan kepada penerima; b) Bonus Insentif Performa MSAP: Setelah transfer, saham akan sepenuhnya dimiliki oleh pekerja dan memiliki hak suara dan dividen, ketika diumumkan.
Pajak. Perusahaan akan memberikan saham secara neto. Setiap pajak penghasilan yang dihasilkan dari saham akan dibayar penuh oleh Perseroan.
Lainnya. Syarat dan ketentuan lainnya dapat diberlakukan untuk Program Retensi MSAP tertentu lainnya.

Implementasi

Pada 2019, MedcoEnergi secara konsisten telah menerapkan program ESAP dan MSAP. Untuk ESAP 2019, MedcoEnergi mengalokasikan maksimal 35.349.000 lembar saham untuk diberikan pada pekerja terpilih, yang akan diberikan pada 2020, 2021 dan 2022. Sementara itu untuk MSAP 2019, pemegang saham pada RUPST 29 Mei 2019 telah menyetujui untuk pemberian 29.584.600 lembar saham kepada MSAP untuk Komisaris non-independen dan Direksi Perseroan. Setelah memperoleh persetujuan Direksi pada tanggal 13 Mei 2019 sebagai bagian dari Program MSAP 2019, MedcoEnergi juga memberikan 8.350.000 lembar saham kepada Manajemen Senior dan Direksi entitas anak Perseroan.

Pada 9 Januari 2019 dan 10 Juni 2019, MedcoEnergi mentransfer ESAP 2017 kedua dan ESAP 2018 pertama dengan total 12.768.560 lembar saham kepada para penerima ESAP tahun 2017 dan 2018. MedcoEnergi juga mentransfer seluruh MSAP 2018 yang diberikan kepada masing-masing akun individu dari Komisaris non-independen dan Direksi Perseroan, Direktur dari entitas anak yang sepenuhnya dimiliki atau dimiliki mayoritas, Direktur Perwakilan di afiliasi Perseroan dan Manajemen Senior tertentu, pada tanggal 10 Juni 2019 dan 9 Juni 2019. Secara total, Perseroan menggunakan 50.703.160 lembar saham sisa saham treasuri pada akhir tahun 2018 untuk periode masa tunggu kedua ESAP 2017, masa tunggu pertama ESAP 2018 dan MSAP 2019 dengan distribusi berikut:

Pada akhir 2019, sisa saldo saham treasuri adalah 16.127.880 lembar saham. Sisa saldo cukup untuk memenuhi persyaratan masa tunggu ketiga ESAP 2017, masa tunggu kedua ESAP 2018 dan sebagian masa tunggu pertama ESAP 2019 pada 2020.

Lebih lanjut, dengan keberhasilan implementasi Program ESAP dan MSAP dalam tiga tahun terakhir, MedcoEnergi berencana untuk melanjutkan program-program tersebut selama 3 tahun lagi.

No.	Deskripsi	Jumlah Saham	
		Terblokir (Saham)	Bebas (Saham)
1	MSAP Non-Independen Komisaris dan Direksi	6.800.000	22.784.600
2	MSAP BOD Entitas Anak dan Manajemen Senior	1.700.000	6.650.000
3	Masa tunggu kedua ESAP 2017 & Masa tunggu pertama ESAP 2018		12.768.560
Total ESAP & MSAP 2019		8.500.000	42.203.160

Untuk memenuhi persyaratan masa tunggu dari program ESAP dan MSAP yang tersisa dan yang akan datang, MedcoEnergi melakukan pembelian kembali saham pada 2019 sebagaimana telah disetujui oleh pemegang saham dalam RUPSLB tanggal 14 Mei 2018. Per 31 Desember 2019 Perusahaan telah membeli kembali 78.544.500 saham dengan total biaya IDR66,6 miliar atau setara dengan AS$ 4,7 juta.

SURAT PERNYATAAN DEWAN KOMISARIS DAN DIREKSI

Perihal Tanggung Jawab Terhadap Laporan Tahunan 2019 PT Medco Energi Internasional Tbk

Kami, yang bertanda tangan di bawah ini, sebagai anggota Dewan Komisaris dan Direksi Perseroan, dengan ini menyatakan bertanggung jawab penuh atas penyusunan dan penyajian Laporan Tahunan 2019 dan Laporan Keuangan 2019. Seluruh informasi dalam Laporan Tahunan 2019 dan Laporan Keuangan 2019 telah disajikan dengan lengkap dan benar, dan tidak ada informasi atau fakta material yang tidak benar atau dihilangkan.

Pernyataan ini dibuat oleh para penandatangan di bawah ini dengan sebenar-benarnya.

Jakarta, Juni 2020

Disiapkan oleh:

Hilmi Panigoro
Direktur Utama

Roberto Lorato
Direktur & Chief Executive Officer

Anthony R. Mathias
Direktur & Chief Financial Officer

Ronald Gunawan
Direktur &
Chief Operating Officer

Amri Siahaan
Direktur & Chief Human Capital &
Business Support Officer

Disetujui oleh:

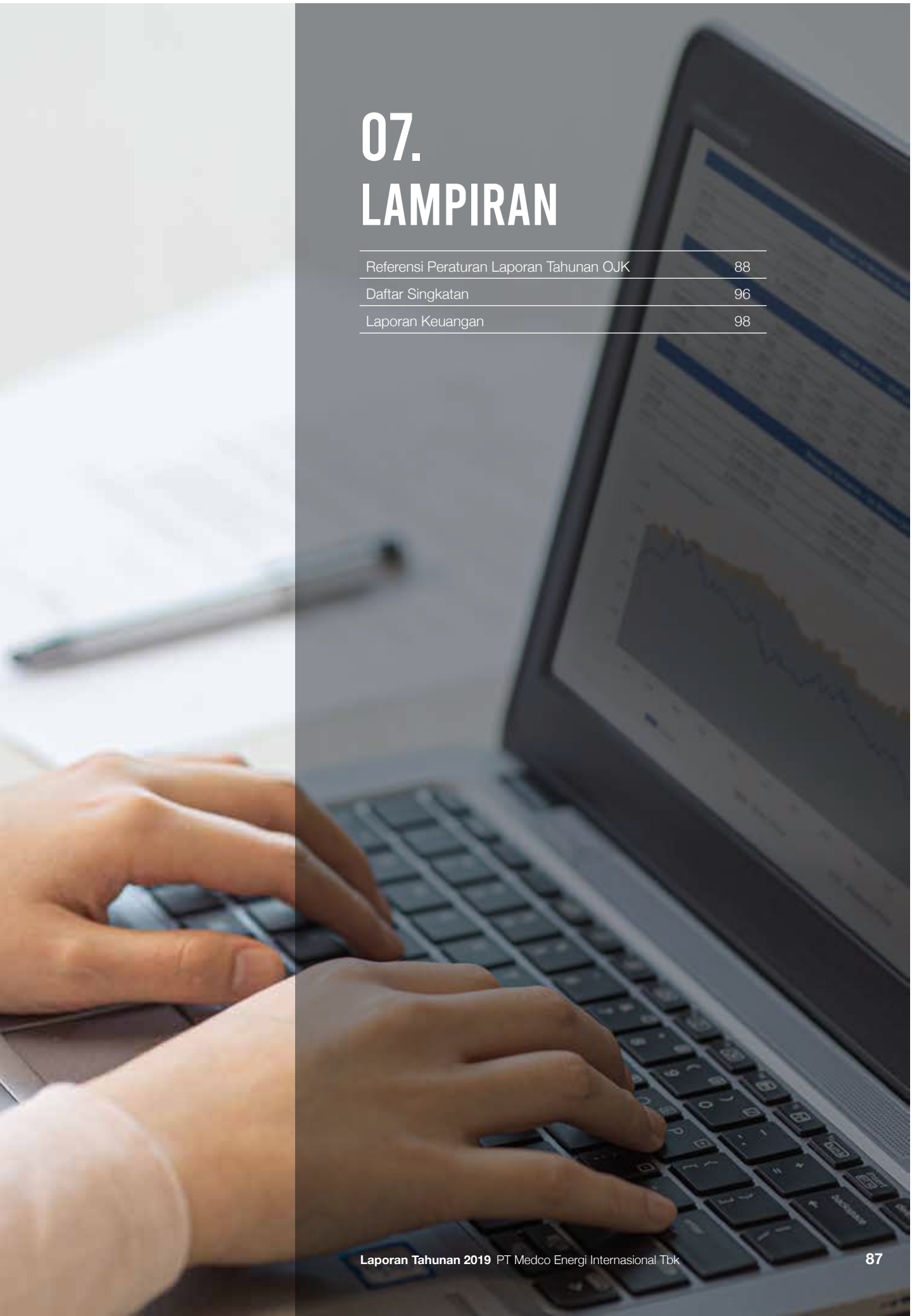
Muhammad Lutfi
Komisaris Utama

Yani Y. Panigoro
Komisaris

Yaser Raimi A. Panigoro
Komisaris

Marsillam Simandjuntak
Komisaris Independen

Bambang Subianto
Komisaris Independen



07. LAMPIRAN

Referensi Peraturan Laporan Tahunan OJK	88
Daftar Singkatan	96
Laporan Keuangan	98

REFERENSI PERATURAN LAPORAN TAHUNAN OJK

	FORMAT LAPORAN TAHUNAN	Halaman
1	Laporan Tahunan disajikan dalam bentuk dokumen cetak dan salinan dokumen elektronik.	√
2	Laporan Tahunan yang disajikan dalam bentuk dokumen cetak, dicetak pada kertas yang berwarna terang, berkualitas baik, berukuran A4, dijilid, dan dapat diperbanyak dengan kualitas yang baik.	√
3	Laporan tahunan mencantumkan identitas perusahaan dengan jelas. Nama perusahaan dan tahun annual report ditampilkan di: 1. Sampul muka; 2. Samping; 3. Sampul belakang; dan 4. Setiap halaman.	√
4	Laporan Tahunan yang disajikan dalam bentuk salinan dokumen elektronik merupakan Laporan Tahunan yang dikonversi dalam format pdf.	√
ISI LAPORAN TAHUNAN		
1	Ketentuan Umum	
	a. Laporan Tahunan paling sedikit memuat informasi mengenai: 1. ikhtisar data keuangan penting; 2. informasi saham (jika ada);Board of Directors' report; 3. laporan Direksi; 4. laporan Dewan Komisaris; 5. profil Emiten atau Perusahaan Publik; 6. analisis dan pembahasan manajemen; 7. tata kelola Emiten atau Perusahaan Publik; 8. tanggung jawab sosial dan lingkungan Emiten atau Perusahaan Publik; 9. laporan keuangan tahunan yang telah diaudit; dan 10. surat pernyataan anggota Direksi dan anggota Dewan Komisaris tentang tanggung jawab atas Laporan Tahunan;	 25-26 58-59 16-19 14 53 24-27 74-75 70-71 98 86
	b. Laporan Tahunan dapat menyajikan informasi berupa gambar, grafik, tabel, dan/atau diagram dengan mencantumkan judul dan/atau keterangan yang jelas, sehingga mudah dibaca dan dipahami;	√
2	Uraian Isi Laporan Tahunan	
	a. Ikhtisar Data Keuangan Penting	
	Ikhtisar Data Keuangan Penting memuat informasi keuangan yang disajikan dalam bentuk perbandingan selama 3 (tiga) tahun buku atau seak memulai usahanya jika Emiten atau Perusahaan Publik tersebut menjalankan kegiatan usahanya kurang dari 3 (tiga) tahun, paling sedikit memuat:	56
	1. pendapatan/penjualan; 2. laba bruto; 3. laba (rugi); 4. jumlah laba (rugi) yang dapat diatribusikan kepada pemilik entitas induk dan kepentingan non pengendali; 5. total laba (rugi) komprehensif; 6. jumlah laba (rugi) komprehensif yang dapat diatribusikan kepada pemilik entitas induk dan kepentingan non pengendali; 7. laba (rugi) per saham; 8. jumlah aset; 9. jumlah liabilitas; 10. jumlah ekuitas; 11. rasio laba (rugi) terhadap jumlah aset; 12. rasio laba (rugi) terhadap ekuitas; 13. rasio laba (rugi) terhadap pendapatan/penjualan; 14. rasio lancar; 15. rasio liabilitas terhadap ekuitas; 16. rasio liabilitas terhadap jumlah aset; dan 17. informasi dan rasio keuangan lainnya yang relevan dengan Emiten atau Perusahaan Publik dan jenis industrinya;	 25-26, 56
	b. Informasi Saham	58-59
	Informasi Saham (jika ada) paling sedikit memuat:	
	1. saham yang telah diterbitkan untuk setiap masa triwulan (jika ada) yang disajikan dalam bentuk perbandingan selama 2 (dua) tahun buku terakhir, paling sedikit meliputi: a. jumlah saham yang beredar; b. kapitalisasi pasar berdasarkan harga pada Bursa Efek tempat saham dicatatkan; c. harga saham tertinggi, terendah, dan penutupan berdasarkan harga pada Bursa Efek tempat saham dicatatkan; dan d. volume perdagangan pada Bursa Efek tempat saham dicatatkan; Informasi pada huruf a) diungkapkan oleh Emiten yang merupakan Perusahaan Terbuka yang sahamnya tercatat maupun tidak tercatat di Bursa Efek; Informasi pada huruf b), huruf c), dan huruf d) hanya diungkapkan jika Emiten merupakan Perusahaan Terbuka dan sahamnya tercatat di Bursa Efek;	 58

FORMAT LAPORAN TAHUNAN	Halaman
2. Dalam hal terjadi aksi korporasi, seperti pemecahan saham (stock split), penggabungan saham (reverse stock), dividen saham, saham bonus, dan perubahan nilai nominal saham, informasi saham sebagaimana dimaksud pada angka 1) ditambahkan penjelasan paling sedikit mengenai: a. tanggal pelaksanaan aksi korporasi; b. rasio pemecahan saham (stock split), penggabungan saham (reverse stock), dividen saham, saham bonus, dan perubahan nilai nominal saham; c. jumlah saham beredar sebelum dan sesudah aksi korporasi; dan d. harga saham sebelum dan sesudah aksi korporasi;	84-85
3. Dalam hal terjadi penghentian sementara perdagangan saham (suspension), dan/atau penghapusan pencatatan saham (delisting) dalam tahun buku, Emiten atau Perusahaan Publik menjelaskan alasan penghentian sementara perdagangan saham (suspension) dan/atau penghapusan pencatatan saham (delisting) tersebut; dan	N/A
4. Dalam hal penghentian sementara perdagangan saham (suspension) dan/atau penghapusan pencatatan saham (delisting) sebagaimana dimaksud pada angka 3) masih berlangsung hingga akhir periode Laporan Tahunan, Emiten atau Perusahaan Publik menjelaskan tindakan yang dilakukan untuk menyelesaikan penghentian sementara perdagangan saham (suspension) dan/atau penghapusan pencatatan saham (delisting) tersebut;	N/A
c. Laporan Direksi	16-19
Laporan Direksi paling sedikit memuat:	
1. Uraian singkat mengenai kinerja Emiten atau Perusahaan Publik, paling sedikit meliputi: a. strategi dan kebijakan strategis Emiten atau Perusahaan Publik; b. perbandingan antara hasil yang dicapai dengan yang ditargetkan; dan c. kendala yang dihadapi Emiten atau Perusahaan Publik;	√
2. Gambaran tentang prospek usaha;	√
3. Penerapan tata kelola Emiten atau Perusahaan Publik; dan	√
4. Perubahan komposisi anggota Direksi dan alasan perubahannya (jika ada); 8	√
d. Laporan Dewan Komisaris	14-15
Laporan Dewan Komisaris paling sedikit memuat:	√
1. Penilaian terhadap kinerja Direksi mengenai pengelolaan Emiten atau Perusahaan Publik;	√
2. Pengawasan terhadap implementasi strategi Emiten atau Perusahaan Publik;	√
3. Pandangan atas prospek usaha Emiten atau Perusahaan Publik yang disusun oleh Direksi;	√
4. Pandangan atas penerapan tata kelola Emiten atau Perusahaan Publik;	√
5. Perubahan komposisi anggota Dewan Komisaris dan alas an perubahannya (jika ada); dan	√
6. Frekuensi dan cara pemberian nasihat kepada anggota Direksi;	√
e. Profil Emiten atau Perusahaan Publik	
Profil Emiten atau Perusahaan Publik paling sedikit memuat:	
1. Nama Emiten atau Perusahaan Publik termasuk apabila terdapat perubahan nama, alasan perubahan, dan tanggal efektif perubahan nama pada tahun buku;	53
2. Akses terhadap Emiten atau Perusahaan Publik termasuk kantor cabang atau kantor perwakilan yang memungkinkan masyarakat dapat memperoleh informasi mengenai Emiten atau Perusahaan Publik, meliputi: a. alamat; b. nomor telepon; c. nomor faksimile; d. alamat surat elektronik; dan e. alamat Situs Web;	53
3. Riwayat singkat Emiten atau Perusahaan Publik;	44
4. Visi dan misi Emiten atau Perusahaan Publik;	46
5. Kegiatan usaha menurut anggaran dasar terakhir, kegiatan usaha yang dijalankan pada tahun buku, serta jenis barang dan/ atau jasa yang dihasilkan;	30-41
6. Struktur organisasi Emiten atau Perusahaan Publik dalam bentuk bagan, paling sedikit sampai dengan struktur 1 (satu) tingkat di bawah Direksi, disertai dengan nama dan jabatan;	47

FORMAT LAPORAN TAHUNAN	Halaman
7. Profil Direksi, paling sedikit memuat: a. nama dan jabatan yang sesuai dengan tugas dan tanggung jawab; b. foto terbaru; c. usia; d. kewarganegaraan; e. riwayat pendidikan; f. riwayat jabatan, meliputi informasi: 1. dasar hukum penunjukan sebagai anggota Direksi pada Emiten atau Perusahaan Publik yang bersangkutan; 2. rangkap jabatan, baik sebagai anggota Direksi, anggota Dewan Komisaris, dan/atau anggota komite serta jabatan lainnya (jika ada); dan 3. pengalaman kerja beserta periode waktunya baik di dalam maupun di luar Emiten atau Perusahaan Publik; g. pendidikan dan/atau pelatihan yang telah diikuti anggota Direksi dalam meningkatkan kompetensi dalam tahun buku (jika ada); dan h. hubungan Afiliasi dengan anggota Direksi lainnya, anggota Dewan Komisaris, dan pemegang saham utama (jika ada) meliputi nama pihak yang terafiliasi;	51
8. Profil Dewan Komisaris, paling sedikit memuat: a. nama; b. foto baru; c. usia; d. kewarganegaraan; e. riwayat pendidikan ; f. riwayat jabatan, meliputi informasi: 1. dasar hukum penunjukan sebagai anggota Dewan Komisaris yang bukan merupakan Komisaris Independen pada Emiten atau Perusahaan Publik yang bersangkutan; 2. dasar hukum penunjukan pertama kali sebagai anggota Dewan Komisaris yang merupakan Komisaris Independen pada Emiten atau Perusahaan Publik yang bersangkutan; 3. rangkap jabatan, baik sebagai anggota Dewan Komisaris, anggota Direksi, dan/atau anggota komite serta jabatan lainnya (jika ada); dan 4. pengalaman kerja beserta periode waktunya baik di dalam maupun di luar Emiten atau Perusahaan Publik; g. pendidikan dan/atau pelatihan yang telah diikuti anggota Dewan Komisaris dalam meningkatkan kompetensi dalam tahun buku (jika ada); h. hubungan Afiliasi dengan anggota Dewan Komisaris lainnya dan pemegang saham utama (jika ada) meliputi nama pihak yang terafiliasi; dan i. pernyataan independensi Komisaris Independen dalamvhal Komisaris Independen telah menjabat lebih dari 2 (dua) periode (jika ada);	50
9. Dalam hal terdapat perubahan susunan anggota Direksi dan/ atau anggota Dewan Komisaris yang terjadi setelah tahun buku berakhir sampai dengan batas waktu penyampaian Laporan Tahunan, susunan yang dicantumkan dalam Laporan Tahunan adalah susunan anggota Direksi dan/atau anggota Dewan Komisaris yang terakhir dan sebelumnya;	N/A
10. Jumlah pekerja dan deskripsi sebaran tingkat pendidikan dan usia pekerja dalam tahun buku;	55
11. Nama pemegang saham dan persentase kepemilikan pada akhir tahun buku, yang terdiri dari: a. pemegang saham yang memiliki 5% (lima persen) atau lebih saham Emiten atau Perusahaan Publik; b. anggota Direksi dan anggota Dewan Komisaris yang memiliki saham Emiten atau Perusahaan Publik; dan kelompok pemegang saham masyarakat, yaitu kelompok pemegang saham yang masing-masing memiliki kurang dari 5% (lima persen) saham Emiten atau Perusahaan Publik;	59
12. Jumlah pemegang saham dan persentase kepemilikan per akhir tahun buku berdasarkan klasifikasi: a. kepemilikan institusi lokal; b. kepemilikan institusi asing; c. kepemilikan individu lokal; dan d. kepemilikan individu asing;	59
13. Informasi mengenai pemegang saham utama dan pengendali Emiten atau Perusahaan Publik, baik langsung maupun tidak langsung, sampai kepada pemilik individu, yang disajikan dalam bentuk skema atau bagan;	59
14. Nama entitas anak, perusahaan asosiasi, perusahaan ventura bersama dimana Emiten atau Perusahaan Publik memiliki pengendalian bersama entitas, beserta persentase kepemilikan saham, bidang usaha, total aset, dan status operasi Emiten atau Perusahaan Publik tersebut (jika ada); Untuk entitas anak, ditambahkan informasi mengenai alamat entitas anak tersebut;	48-49
15. Kronologi pencatatan saham, jumlah saham, nilai nominal, dan harga penawaran dari awal pencatatan hingga akhir tahun buku serta nama Bursa Efek dimana saham Emiten atau Perusahaan Publik dicatatkan (jika ada);	59
16. Kronologi pencatatan Efek lainnya selain Efek sebagaimana dimaksud pada angka 15), yang paling sedikit memuat nama Efek, tahun penerbitan, tanggal jatuh tempo, nilai penawaran, dan peringkat Efek (jika ada);	60-66
17. Nama dan alamat lembaga dan/atau profesi penunjang pasar modal;	67
18. Dalam hal terdapat profesi penunjang pasar modal yang memberikan jasa secara berkala kepada Emiten atau Perusahaan Publik, diungkapkan informasi mengenai jasa yang diberikan, komisi (fee), dan periode penugasan; dan	N/A

FORMAT LAPORAN TAHUNAN	Halaman
19. Penghargaan dan/atau sertifikasi yang diterima Emiten atau Perusahaan Publik baik yang berskala nasional maupun internasional dalam tahun buku terakhir (jika ada), yang memuat: a. nama penghargaan dan/atau sertifikasi; b. badan atau lembaga yang memberikan; dan c. masa berlaku penghargaan dan/atau sertifikasi (jika ada);	21
f. Analisis dan Pembahasan Manajemen	24-27
Analisis dan pembahasan manajemen memuat analisis dan pembahasan mengenai laporan keuangan dan informasi penting lainnya dengan penekanan pada perubahan material yang terjadi dalam tahun buku, yaitu paling sedikit memuat:	
1. Tinjauan operasi per segmen operasi sesuai dengan jenis industri Emiten atau Perusahaan Publik, paling sedikit mengenai: a. produksi, yang meliputi proses, kapasitas, dan perkembangannya; b. pendapatan/penjualan; dan c. profitabilitas;	25-26, 57
2. Kinerja keuangan komprehensif yang mencakup perbandingan kinerja keuangan dalam 2 (dua) tahun buku terakhir, penjelasan tentang penyebab adanya perubahan dan dampak perubahan tersebut, paling sedikit mengenai: a. aset lancar, aset tidak lancar, dan total aset; b. liabilitas jangka pendek, liabilitas jangka panjang, dan total liabilitas; c. ekuitas; d. pendapatan/penjualan, beban, laba (rugi), penghasilan komprehensif lain, dan total laba (rugi) komprehensif; dan e. arus kas;	25-26
3. Kemampuan membayar utang dengan menyajikan perhitungan rasio yang relevan;	24-26
4. Tingkat kolektibilitas piutang Emiten atau Perusahaan Publik dengan menyajikan perhitungan rasio yang relevan;	24-26
5. Struktur modal dan kebijakan manajemen atas struktur modal tersebut disertai dasar penentuan kebijakan dimaksud;	26
6. Bahasan mengenai ikatan yang material untuk investasi barang modal dengan penjelasan paling sedikit meliputi: a. tujuan dari ikatan tersebut; b. sumber dana yang diharapkan untuk memenuhi ikatan tersebut; c. mata uang yang menjadi denominasi; dan d. langkah yang direncanakan Emiten atau Perusahaan Publik untuk melindungi risiko dari posisi mata uang asing yang terkait;	26
7. Bahasan mengenai investasi barang modal yang direalisasikan dalam tahun buku terakhir, paling sedikit meliputi: a. jenis investasi barang modal; b. tujuan investasi barang modal; dan c. nilai investasi barang modal yang dikeluarkan;	N/A
8. Tanggal laporan akuntan (jika ada);	
9. Prospek usaha dari Emiten atau Perusahaan Publik dikaitkan dengan kondisi industri, ekonomi secara umum dan pasar internasional disertai data pendukung kuantitatif dari sumber data yang layak dipercaya;	27
10. Perbandingan antara target/proyeksi pada awal tahun buku dengan hasil yang dicapai (realisasi), mengenai: a. pendapatan/penjualan; b. laba (rugi); c. struktur modal; atau d. hal lainnya yang dianggap penting bagi Emiten atau Perusahaan Publik;	N/A
11. Target/proyeksi yang ingin dicapai Emiten atau Perusahaan Publik untuk 1 (satu) tahun mendatang, mengenai: a. pendapatan/penjualan; b. laba (rugi); c. struktur modal; d. kebijakan dividen; atau e. hal lainnya yang dianggap penting bagi Emiten atau Perusahaan Publik;	19
12. Aspek pemasaran atas barang dan/atau jasa Emiten atau Perusahaan Publik, paling sedikit mengenai strategi pemasaran dan pangsa pasar;	27
13. Uraian mengenai dividen selama 2 (dua) tahun buku terakhir (jika ada), paling sedikit: a. kebijakan dividen; b. tanggal pembayaran dividen kas dan/atau tanggal distribusi dividen non kas; c. jumlah dividen per saham (kas dan/atau non kas); dan d. jumlah dividen per tahun yang dibayar;	27
14. Realisasi penggunaan dana hasil Penawaran Umum, dengan ketentuan: a. dalam hal selama tahun buku, Emiten memiliki kewajiban menyampaikan laporan realisasi penggunaan dana, maka diungkapkan realisasi penggunaan dana hasil Penawaran Umum secara kumulatif sampai dengan akhir tahun buku; dan b. dalam hal terdapat perubahan penggunaan dana sebagaimana diatur dalam Peraturan Otoritas Jasa Keuangan tentang Laporan Realisasi Penggunaan Dana Hasil Penawaran Umum, maka Emiten menjelaskan perubahan tersebut;	N/A

FORMAT LAPORAN TAHUNAN	Halaman
15. Informasi material (jika ada), antara lain mengenai investasi, ekspansi, divestasi, penggabungan/peleburan usaha, akuisisi, restrukturisasi utang/modal, transaksi Afiliasi, dan transaksi yang mengandung benturan kepentingan, yang terjadi pada tahun buku, antara lain memuat: a. tanggal, nilai, dan objek transaksi; b. nama pihak yang melakukan transaksi; c. sifat hubungan Afiliasi (jika ada); d. penjelasan mengenai kewajaran transaksi; dan e. pemenuhan ketentuan terkait;	75
16. Perubahan ketentuan peraturan perundang-undangan yang berpengaruh signifikan terhadap Emiten atau Perusahaan Publik dan dampaknya terhadap laporan keuangan (jika ada); dan	
17. Perubahan kebijakan akuntansi, alasan dan dampaknya terhadap laporan keuangan (jika ada);	
g. Tata Kelola Emiten atau Perusahaan Publik	74-85
Tata kelola Emiten atau Perusahaan Publik paling sedikit memuat uraian singkat mengenai:	
1. Direksi, mencakup antara lain: a. tugas dan tanggung jawab masing-masing anggota Direksi; b. pernyataan bahwa Direksi memiliki pedoman atau piagam (charter) Direksi; c. prosedur, dasar penetapan, struktur, dan besarnya remunerasi masing-masing anggota Direksi, serta hubungan antara remunerasi dengan kinerja Emiten atau Perusahaan Publik; d. kebijakan dan pelaksanaan tentang frekuensi rapat Direksi, termasuk rapat bersama Dewan Komisaris, dan tingkat kehadiran anggota Direksi dalam rapat tersebut; e. informasi mengenai keputusan RUPS 1 (satu) tahun sebelumnya, meliputi: 1. keputusan RUPS yang direalisasikan pada tahun buku; dan 2. alasan dalam hal terdapat keputusan yang belum direalisasikan; f. informasi mengenai keputusan RUPS pada tahun buku, meliputi: 1. keputusan RUPS yang direalisasikan pada tahun buku; dan 2. alasan dalam hal terdapat keputusan yang belum direalisasikan; dan g. penilaian terhadap kinerja komite yang mendukung pelaksanaan tugas Direksi;	76-77
2. Dewan Komisaris, mencakup antara lain: a. tugas dan tanggung jawab Dewan Komisaris; b. pernyataan bahwa Dewan Komisaris memiliki pedoman atau piagam (charter) Dewan Komisaris; c. prosedur, dasar penetapan, struktur, dan besarnya remunerasi masing-masing anggota Dewan Komisaris; d. kebijakan dan pelaksanaan tentang frekuensi rapat Dewan Komisaris, termasuk rapat bersama Direksi, dan tingkat kehadiran anggota Dewan Komisaris dalam rapat tersebut; e. kebijakan Emiten atau Perusahaan Publik tentang penilaian terhadap kinerja anggota Direksi dan anggota Dewan Komisaris dan pelaksanaannya, paling sedikit meliputi: 1. prosedur pelaksanaan penilaian kinerja; 2. kriteria yang digunakan; dan 3. pihak yang melakukan penilaian; f. penilaian terhadap kinerja komite yang mendukung pelaksanaan tugas Dewan Komisaris; dan g. dalam hal Dewan Komisaris tidak membentuk Komite Nominasi dan Remunerasi, dimuat informasi paling sedikit mengenai: 1. alasan tidak dibentuknya komite; dan 2. prosedur nominasi dan remunerasi yang dilakukan dalam tahun buku;	75-76
3. Dewan Pengawas Syariah, bagi Emiten atau Perusahaan Publik yang menjalankan kegiatan usaha berdasarkan prinsip syariah sebagaimana tertuang dalam anggaran dasar, paling sedikit memuat: a. nama; b. tugas dan tanggung jawab Dewan Pengawas Syariah; dan c. frekuensi dan cara pemberian nasihat dan saran serta pengawasan pemenuhan Prinsip Syariah di Pasar Modal terhadap Emiten atau Perusahaan Publik;	N/A
4. Komite Audit, mencakup antara lain: a. nama dan jabatannya dalam keanggotaan komite; b. usia; c. kewarganegaraan; d. riwayat pendidikan; e. riwayat jabatan, meliputi informasi: 1. dasar hukum penunjukan sebagai anggota komite; 2. rangkap jabatan, baik sebagai anggota Dewan Komisaris, anggota Direksi, dan/atau anggota komite serta jabatan lainnya (jika ada); dan 3. pengalaman kerja beserta periode waktunya baik di dalam maupun di luar Emiten atau Perusahaan Publik; f. periode dan masa jabatan anggota Komite Audit; g. pernyataan independensi Komite Audit; h. kebijakan dan pelaksanaan tentang frekuensi rapat Komite Audit dan tingkat kehadiran anggota Komite Audit dalam rapat tersebut; i. pendidikan dan/atau pelatihan yang telah diikuti dalam tahun buku (jika ada); dan j. pelaksanaan kegiatan Komite Audit pada tahun buku sesuai dengan yang dicantumkan dalam pedoman atau piagam (charter) Komite Audit;	77-78

FORMAT LAPORAN TAHUNAN	Halaman
5. Komite lain yang dimiliki Emiten atau Perusahaan Publik dalam rangka mendukung fungsi dan tugas Direksi dan/atau Dewan Komisaris, seperti Komite Nominasi dan Remunerasi, mencakup antara lain: a. nama dan jabatannya dalam keanggotaan komite; b. umur; c. kewarganegaraan; d. riwayat pendidikan; e. riwayat jabatan, meliputi informasi: 1. dasar hukum penunjukan sebagai anggota komite; 2. rangkap jabatan, baik sebagai anggota Dewan Komisaris, anggota Direksi, dan/atau anggota komite serta jabatan lainnya (jika ada); dan 3. pengalaman kerja beserta periode waktunya baik di dalam maupun di luar Emiten atau Perusahaan Publik; f. periode dan masa jabatan anggota komite; g. uraian tugas dan tanggung jawab; h. pernyataan bahwa telah memiliki pedoman atau piagam (charter) komite; i. pernyataan independensi komite; j. kebijakan dan pelaksanaan tentang frekuensi rapat komite dan tingkat kehadiran anggota komite dalam rapat tersebut; k. pendidikan dan/atau pelatihan yang telah diikuti dalam tahun buku (jika ada); dan l. uraian singkat pelaksanaan kegiatan komite pada tahun buku;	78-81
6. Sekretaris Perusahaan, mencakup antara lain: a. nama; b. domisili ; c. riwayat jabatan, meliputi informasi: 1. dasar hukum penunjukan sebagai Sekretaris Perusahaan; dan 2. pengalaman kerja beserta periode waktunya baik di dalam maupun di luar Emiten atau Perusahaan Publik; d. riwayat pendidikan; e. pendidikan dan/atau pelatihan yang diikuti dalam tahun buku; dan f. uraian singkat pelaksanaan tugas Sekretaris Perusahaan pada tahun buku;	82
7. Unit Audit Internal, mencakup antara lain: a. nama kepala Unit Audit Internal b. riwayat jabatan, meliputi informasi: 1. dasar hukum penunjukan sebagai kepala Unit Audit Internal; dan 2. pengalaman kerja beserta periode waktunya baik di dalam maupun di luar Emiten atau Perusahaan Publik; c. kualifikasi atau sertifikasi sebagai profesi audit internal (jika ada); d. pendidikan dan/atau pelatihan yang diikuti dalam tahun buku; e. struktur dan kedudukan Unit Audit Internal; f. uraian tugas dan tanggung jawab; g. pernyataan bahwa telah memiliki pedoman atau piagam (charter) Unit Audit Internal; dan h. uraian singkat pelaksanaan tugas Unit Audit Internal pada tahun buku;	82
8. Uraian mengenai sistem pengendalian internal (internal control) yang diterapkan oleh Emiten atau Perusahaan Publik, paling sedikit mengenai: a. pengendalian keuangan dan operasional, serta kepatuhan terhadap peraturan perundang-undangan lainnya; dan b. tinjauan atas efektivitas sistem pengendalian internal;	83
9. Sistem manajemen risiko yang diterapkan oleh Emiten atau Perusahaan Publik, paling sedikit mengenai: a. gambaran umum mengenai sistem manajemen risiko Emiten atau Perusahaan Publik; b. jenis risiko dan cara pengelolaannya; dan c. tinjauan atas efektivitas sistem manajemen risiko Emiten atau Perusahaan Publik;	82
10. Important cases faced by the Issuer or Public Company, its subsidiaries, members of the Board of Directors and the Board of Commissioners (if any), including: a. case/litigation description; b. case/litigation settlement status; and c. impact on the Issuer or Public Company condition;	75

FORMAT LAPORAN TAHUNAN	Halaman
11. Informasi tentang sanksi administratif yang dikenakan kepada Emiten atau Perusahaan Publik, anggota Dewan Komisaris dan Direksi, oleh otoritas Pasar Modal dan otoritas lainnya pada tahun buku (jika ada);	75
12. Informasi mengenai kode etik Emiten atau Perusahaan Publik meliputi: a. pokok-pokok kode etik; b. bentuk sosialisasi kode etik dan upaya penegakannya; dan c. pernyataan bahwa kode etik berlaku bagi anggota Direksi, anggota Dewan Komisaris, dan pekerja Emiten atau Perusahaan Publik;	83-84
13. Informasi mengenai budaya perusahaan atau nilai-nilai perusahaan (jika ada);	46
14. Uraian mengenai program kepemilikan saham oleh pekerja dan/atau manajemen yang dilaksanakan Emiten atau Perusahaan Publik (jika ada), antara lain mengenai: a. jumlah saham dan/atau opsi; b. jangka waktu pelaksanaan; c. persyaratan pekerja dan/atau manajemen yang berhak; dan d. harga pelaksanaan;	84-85
15. Iraian mengenai sistem pelaporan pelanggaran di Emiten atau Perusahaan Publik (jika ada), antara lain meliputi: a. cara penyampaian laporan pelanggaran; b. perlindungan bagi pelapor; c. penanganan pengaduan; d. pihak yang mengelola pengaduan; dan e. hasil dari penanganan pengaduan, paling sedikit meliputi: 1. jumlah pengaduan yang masuk dan diproses dalam tahun buku; dan 2. tindak lanjut pengaduan;	84
16. Penerapan atas Pedoman Tata Kelola Perusahaan Terbuka bagi Emiten yang menerbitkan Efek Bersifat Ekuitas atau Perusahaan Publik, meliputi: a. pernyataan mengenai rekomendasi yang telah dilaksanakan; dan/atau b. penjelasan atas rekomendasi yang belum dilaksanakan, disertai alasan dan alternatif pelaksanaannya (jika ada);	74
h. Tanggung Jawab Sosial dan Lingkungan Emiten atau Perusahaan Publik	70-71
1. Informasi mengenai tanggung jawab sosial dan lingkungan Emiten atau Perusahaan Publik meliputi kebijakan, jenis program, dan biaya yang dikeluarkan, antara lain terkait aspek:	
a. lingkungan hidup, antara lain: 1. penggunaan material dan energi yang ramah lingkungan dan dapat didaur ulang; 2. sistem pengolahan limbah Emiten atau Perusahaan Publik; 3. mekanisme pengaduan masalah lingkungan; dan 4. sertifikasi di bidang lingkungan yang dimiliki;	Tersedia di Laporan Keberlanjutan

FORMAT LAPORAN TAHUNAN	Halaman
b. praktik ketenagakerjaan, kesehatan, dan keselamatan kerja, antara lain: 1. kesetaraan gender dan kesempatan kerja; 2. sarana dan keselamatan kerja; 3. tingkat perpindahan (turnover) pekerja; 4. tingkat kecelakaan kerja; 5. pendidikan dan/atau pelatihan; 6. remunerasi; dan 7. mekanisme pengaduan masalah ketenagakerjaan;	Tersedia di Laporan Keberlanjutan
c. pengembangan sosial dan kemasyarakatan, antara lain: 1. penggunaan tenaga kerja lokal; 2. pemberdayaan masyarakat sekitar Emiten atau Perusahaan Publik antara lain melalui penggunaan bahan baku yang dihasilkan oleh masyarakat atau pemberian edukasi; 3. perbaikan sarana dan prasarana sosial; 4. bentuk donasi lainnya; dan 5. komunikasi mengenai kebijakan dan prosedur anti korupsi di Emiten atau Perusahaan Publik, serta pelatihanmengenai anti korupsi (jika ada);	Tersedia di Laporan Keberlanjutan
d. tanggung jawab barang dan/atau jasa, antara lain: 1. kesehatan dan keselamatan konsumen; 2. informasi barang dan/atau jasa; dan 3. sarana, jumlah, dan penanggulangan atas pengaduan konsumen.	Tersedia di Laporan Keberlanjutan
2. Dalam hal Emiten atau Perusahaan Publik menyajikan informasi mengenai tanggung jawab sosial dan lingkungan sebagaimana dimaksud pada angka 1) pada laporan tersendiri seperti laporan tanggung jawab sosial dan lingkungan atau laporan keberlanjutan (sustainability report), Emiten atau Perusahaan Publik dikecualikan untuk mengungkapkan informasi mengenai tanggung jawab sosial dan lingkungan dalam Laporan Tahunan; dan	√
3. Laporan sebagaimana dimaksud pada angka 2) disampaikan kepada Otoritas Jasa Keuangan bersamaan dengan penyampaian Laporan Tahunan;	
i. Laporan Keuangan Tahunan yang Telah Diaudit	98
Laporan keuangan tahunan yang dimuat dalam Laporan Tahunan disusun sesuai dengan Standar Akuntansi Keuangan di Indonesia dan telah diaudit oleh Akuntan. Laporan keuangan dimaksud memuat pernyataan mengenai pertanggung jawaban atas laporan keuangan sebagaimana diatur dalam peraturan perundang-undangan di sektor Pasar Modal yang mengatur mengenai tanggung jawab Direksi atas laporan keuangan atau peraturan perundang-undangan di sektor Pasar Modal yang mengatur mengenai laporan berkala Perusahaan Efek dalam hal Emiten merupakan Perusahaan Efek; dan	98
j. Surat Pernyataan Anggota Direksi dan Anggota Dewan Komisaris tentang Tanggung Jawab atas Laporan Tahunan	86
Surat pernyataan anggota Direksi dan anggota Dewan Komisaris tentang tanggung jawab atas Laporan Tahunan disusun sesuai dengan format Surat Pernyataan Anggota Direksi dan Anggota Dewan Komisaris tentang Tanggung Jawab atas Laporan Tahunan sebagaimana tercantum dalam Lampiran yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Surat Edaran Otoritas Jasa Keuangan ini.	86

DAFTAR SINGKATAN

2P	Cadangan Terbukti dan Terduga
ABC	Anti-Suap dan Korupsi
A&IC	Kepatuhan Audit & Integritas
AMG	Api Metra Graha
AMNT	Amman Mineral Nusa Tenggara
AS$	Dolar Amerika Serikat
BBTUPD	Miliar Unit Termal Inggris per Hari
BCF	Miliar Kaki Kubik
BEI	Bursa Efek Indonesia
BOC	Dewan Komisaris
BOD	Direksi
BOE	Barel Setara Minyak
BSR	Business for Social Responsibility
CFPP	Pembangkit Listrik Tenaga Batu Bara
COC	Kode Etik
COD	Commercial Operation Date
COSPA	Perjanjian Jual-Beli Minyak Mentah
CPP	Platform Pemrosesan Pusat
CRM	Manajemen Risiko Perusahaan
CSPA	Perjanjian Jual-Beli Kondensat
EBITDA	Pendapatan sebelum bunga, pajak, depresiasi, dan amortisasi
EPC	Engineering, Procurement, Construction
EPSA	Perjanjian Kerjasama Eksplorasi dan Produksi
ERM	Enterprise Risk Management
ESAP	Rencana Pemberian Saham bagi Karyawan
ESG	Environmental Social Governance
E&P	Eksplorasi & Produksi
FEED	Front End Engineering Design
FPSO	Floating Production Storage and Offloading
FSO	Floating Storage and Offloading
GCG	Tata Kelola Perusahaan yang Baik
GRI	Global Reporting Initiative
GWH	Giga Watt Hour
HSE	Kesehatan, Keselamatan, dan Lingkungan
IDR	Rupiah
INSEAD	Institut Europeen d'Admministration des Affaires
IPP	Independent Power Producer
JOB	Joint Operating Body
Koz	Ribu ons
KPI	Indikator Kinerja Utama
LNG	Gas Alam Cair
Ltd	Limited
LTI	Lost Time Injury
MBOEPD	Seribu Barel Setara Minyak per Hari
MBOPD	Seribu Barel Minyak per Hari
Medco E&P	Medco E&P Indonesia
MEGS	Mitra Energi Gas Sumatera
Mlbs	Juta pound
MMBO	Juta Barel Minyak
MMBOE	Setara Juta Barel Minyak
MMBTU	Juta Unit Termal Inggris
MMSCF	Juta Kaki Kubik Standar
MMSCFD	Juta Kaki Kubik Standar per Hari
MSAP	Rencana Pemberian Saham kepada Manajemen
MSLDPP	Medco Senior Leadership Development Program
MW	Mega Watt

MWp	Mega Watt puncak
NOC	National Oil Company
O&M	Operation & Maintenance
OJK	Otoritas Jasa Keuangan
PDO	Petroleum Development Oman
Perseroan	PT Medco Energi Internasional Tbk.
PGN	Perusahaan Gas Negara
PJBG	Perjanjian Jual Beli Gas
plc	public limited company
PLN	Perusahaan Listrik Negara
pro forma	Hasil Ophir dikonsolidasikan mulai 1 Juni 2019. Hasil pro forma mengasumsikan konsolidasi dari 1 Januari 2019
PSA	Production Sharing Agreement
PSC	Production Sharing Contract

PT	Perseroan Terbatas
PV	Photovoltaic
RMC	Komite Manajemen Risiko
RUPSLB	Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa
RUPST	Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan
SDGs	Tujuan Pembangunan Berkelanjutan
SoA	Surat Pernyataan Kepatuhan
TBTU	Triliun Unit Termal Inggris
TRIR	Total Recordable Injury Rate
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate
PBB	Perserikatan Bangsa Bangsa

PT Medco Energi Internasional Tbk
dan entitas anaknya/*and its subsidiaries*

Laporan keuangan konsolidasian auditan
tanggal 31 Desember 2019
dan untuk tahun yang berakhir pada tanggal tersebut
beserta laporan auditor independen/
Audited consolidated financial statements
as of December 31, 2019
and for the year then ended
with independent auditors' report

PT Medco Energi Internasional Tbk
The Energy 53rd Fl., SCBD Area Lot 11 A
Jl. Jend. Sudirman, Jakarta 12190
Indonesia

Tel +62-21 2995.3000
Fax +62-21 2995.3001
www.medcoenergi.com

MEDCOENERGI

FORMULIR / *FORM* No. VIII.G.11-1

SURAT PERNYATAAN DIREKSI TENTANG TANGGUNG JAWAB ATAS PENYAJIAN LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASIAN TANGGAL 31 DESEMBER 2019 DAN UNTUK TAHUN YANG BERAKHIR PADA TANGGAL TERSEBUT BESERTA LAPORAN AUDITOR INDEPENDEN PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL TBK DAN ENTITAS ANAKNYA

Kami yang bertanda tangan dibawah ini,

1. Nama/*Name* : Hilmi Panigoro
   No. Identitas/*Id Number* : 3174070404550005
   Alamat Kantor/*Office Address* : The Energy Building 53rd Floor, SCBD Lot 11A Jl. Jendral Sudirman, Jakarta 12190Alamat
   Rumah/ *Home Address* : Jl. Patimura No.9, RT005/001, Selong, Kebayoran Baru, Jakarta Selatan
   Telepon/ *Telephone* : 021-2995 3000
   Jabatan/*Title* : Direktur Utama / *President Director*

2. Nama/*Name* : Anthony Robert Mathias
   No. Identitas/*Id Number* : 511160687
   Alamat Kantor/*Office Address* : The Energy Building 53rd Floor, SCBD Lot 11A Jl. Jendral Sudirman, Jakarta 12190
   Alamat Rumah/ *Home Address* : Executive Paradise Complex J4, Cilandak Barat, Jl. Antasari, Jakarta 12410
   Telepon/ *Telephone* : 021-2995 3000
   Jabatan/*Title* : Direktur Keuangan / *Finance Director*

menyatakan bahwa :

1. Kami bertanggung jawab atas penyusunan dan penyajian Laporan keuangan konsolidasian tanggal 31 Desember 2019 dan untuk tahun yang berakhir pada tanggal tersebut beserta laporan auditor independen PT Medco Energi Internasional Tbk dan Entitas Anaknya ("Laporan Keuangan Konsolidasian Tahunan Perseroan dan Entitas Anaknya");

2. Laporan Keuangan Konsolidasian Tahunan Perseroan dan Entitas Anaknya telah disusun dan disajikan sesuai dengan Standar Akuntansi Keuangan di Indonesia;

   a. Semua informasi dalam Laporan Keuangan Konsolidasian Tahunan Perseroan dan Entitas Anaknya telah disajikan secara lengkap dan benar;

   b. Laporan Keuangan Konsolidasian Tahunan Perseroan dan Entitas Anaknya tidak mengandung informasi atau fakta material yang tidak benar, dan tidak menghilangkan informasi atau fakta material;

DIRECTORS' STATEMENT ON THE RESPONSIBILITY FOR PRESENTATION OF CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS AS OF DECEMBER 31, 2019 AND FOR THE YEAR THEN ENDED WITH INDEPENDENT AUDITORS' REPORT PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL TBK AND ITS SUBSIDIARIES

We the undersigned,

hereby confirm :

1. *We are responsible towards the preparation and presentation of the Consolidated financial statements as of December 31, 2019 and for the year then ended with independent auditors' report PT Medco Energi Internasional Tbk ("The Annual Consolidated Financial Statements of The Company and Its Subsidiaries");*

2. *The Annual Consolidated Financial Statements of the Company and Its Subsidiaries have been prepared and presented in accordance with Indonesia Financial Accounting Standards;*

   a. *All the information in The Annual Consolidated Financial Statements of The Company and Its Subsidiaries have been fully and accurately disclosed;*

   b. *The Annual Consolidated Financial Statements of The Company and Its Subsidiaries does not contain any false information or material fact, and does not omit any information or material fact;*

PT Medco Energi Internasional Tbk
The Energy 53rd Fl., SCBD Area Lot 11 A
Jl. Jend. Sudirman, Jakarta 12190
Indonesia

Tel +62-21 2995.3000
Fax +62-21 2995.3001
www.medcoenergi.com

MEDCOENERGI

3. Kami bertanggung jawab atas sistem pengendalian intere dalam Perseroan dan Entitas Anaknya.

3. *We are responsible towards the internal control system of the Company and Its Subsidiaries.*

Demikian pernyataan ini dibuat dengan sebenarnya.

In witness whereof, the undersigned have drawn up this statement truthfully.

Jakarta, 19 Mei 2020 / *Jakarta, 19 May 2020*
PT Medco Energi Internasional Tbk

Hilmi Panigoro
Direktur Utama / *President Director*

Anthony R. Mathias
Direktur Keuangan / *Finance Director*

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ENTITAS ANAKNYA
LAPORAN KEUANGAN
KONSOLIDASIAN AUDITAN
TANGGAL 31 DESEMBER 2019
DAN UNTUK TAHUN YANG BERAKHIR PADA
TANGGAL TERSEBUT
BESERTA LAPORAN AUDITOR INDEPENDEN

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND ITS SUBSIDIARIES
AUDITED CONSOLIDATED
FINANCIAL STATEMENTS
AS OF DECEMBER 31, 2019
AND FOR THE YEAR
THEN ENDED
WITH INDEPENDENT AUDITORS' REPORT

Daftar Isi

Table of Contents

	Halaman/ *Page*	
Laporan Auditor Independen		*Independent Auditors' Report*
Laporan Posisi Keuangan Konsolidasian	1-3	*Consolidated Statement of Financial Position*
Laporan Laba Rugi dan Penghasilan Komprehensif Lain Konsolidasian	4-7	*Consolidated Statement of Profit or Loss and Other Comprehensive Income*
Laporan Perubahan Ekuitas Konsolidasian	8	*Consolidated Statement of Changes in Equity*
Laporan Arus Kas Konsolidasian	9-10	*Consolidated Statement of Cash Flows*
Catatan Atas Laporan Keuangan Konsolidasian	11-321	*Notes to the Consolidated Financial Statements*
Informasi Tambahan (Tidak diaudit)	322-325	*Supplementary Information (Unaudited)*

****

EY
Building a better working world

Purwantono, Sungkoro & Surja

Indonesia Stock Exchange Building
Tower 2, 7th Floor
Jl. Jend. Sudirman Kav. 52-53
Jakarta 12190, Indonesia

Tel : +62 21 5289 5000
Fax: +62 21 5289 4100
ey.com/id

The original report included herein is in the Indonesian language.

Laporan Auditor Independen

Laporan No. 01058/2.1032/AU.1/02/0705-1/1/V/2020

Pemegang Saham, Dewan Komisaris, dan Direksi
PT Medco Energi Internasional Tbk

Kami telah mengaudit laporan keuangan konsolidasian PT Medco Energi Internasional Tbk ("Perusahaan") dan entitas anaknya terlampir, yang terdiri dari laporan posisi keuangan konsolidasian tanggal 31 Desember 2019 serta laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain, laporan perubahan ekuitas, dan laporan arus kas konsolidasian untuk tahun yang berakhir pada tanggal tersebut, dan suatu ikhtisar kebijakan akuntansi signifikan dan informasi penjelasan lainnya.

Tanggung jawab manajemen atas laporan keuangan

Manajemen bertanggung jawab atas penyusunan dan penyajian wajar laporan keuangan konsolidasian tersebut sesuai dengan Standar Akuntansi Keuangan di Indonesia, dan atas pengendalian internal yang dianggap perlu oleh manajemen untuk memungkinkan penyusunan laporan keuangan konsolidasian yang bebas dari kesalahan penyajian material, baik yang disebabkan oleh kecurangan maupun kesalahan.

Tanggung jawab auditor

Tanggung jawab kami adalah untuk menyatakan suatu opini atas laporan keuangan konsolidasian tersebut berdasarkan audit kami. Kami melaksanakan audit kami berdasarkan Standar Audit yang ditetapkan oleh Institut Akuntan Publik Indonesia. Standar tersebut mengharuskan kami untuk mematuhi ketentuan etika serta merencanakan dan melaksanakan audit untuk memeroleh keyakinan memadai tentang apakah laporan keuangan konsolidasian tersebut bebas dari kesalahan penyajian material.

Independent Auditors' Report

Report No. 01058/2.1032/AU.1/02/0705-1/1/V/2020

The Shareholders and the Boards of Commissioners and Directors
PT Medco Energi Internasional Tbk

We have audited the accompanying consolidated financial statements of PT Medco Energi Internasional Tbk (the "Company") and its subsidiaries, which comprise the consolidated statements of financial position as of December 31, 2019, and the consolidated statements of profit or loss and other comprehensive income, changes in equity, and cash flows for the year then ended, and a summary of significant accounting policies and other explanatory information.

Management's responsibility for the financial statements

Management is responsible for the preparation and fair presentation of such consolidated financial statements in accordance with Indonesian Financial Accounting Standards, and for such internal control as management determines is necessary to enable the preparation of consolidated financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

Auditors' responsibility

Our responsibility is to express an opinion on such consolidated financial statements based on our audit. We conducted our audit in accordance with Standards on Auditing established by the Indonesian Institute of Certified Public Accountants. Those standards require that we comply with ethical requirements and plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether such consolidated financial statements are free from material misstatement.

Building a better working world

The original report included herein is in the Indonesian language.

Laporan Auditor Independen (lanjutan)

Laporan No. 01058/2.1032/AU.1/02/0705-1/1/V/2020 (lanjutan)

Tanggung jawab auditor (lanjutan)

Suatu audit melibatkan pelaksanaan prosedur untuk memeroleh bukti audit tentang angka-angka dan pengungkapan dalam laporan keuangan. Prosedur yang dipilih bergantung pada pertimbangan auditor, termasuk penilaian atas risiko kesalahan penyajian material dalam laporan keuangan, baik yang disebabkan oleh kecurangan maupun kesalahan. Dalam melakukan penilaian risiko tersebut, auditor mempertimbangkan pengendalian internal yang relevan dengan penyusunan dan penyajian wajar laporan keuangan entitas untuk merancang prosedur audit yang tepat sesuai dengan kondisinya, tetapi bukan untuk tujuan menyatakan opini atas keefektivitasan pengendalian internal entitas. Suatu audit juga mencakup pengevaluasian atas ketepatan kebijakan akuntansi yang digunakan dan kewajaran estimasi akuntansi yang dibuat oleh manajemen, serta pengevaluasian atas penyajian laporan keuangan secara keseluruhan.

Kami yakin bahwa bukti audit yang telah kami peroleh adalah cukup dan tepat untuk menyediakan suatu basis bagi opini audit kami.

Opini

Menurut opini kami, laporan keuangan konsolidasian terlampir menyajikan secara wajar, dalam semua hal yang material, posisi keuangan konsolidasian PT Medco Energi Internasional Tbk dan entitas anaknya tanggal 31 Desember 2019, serta kinerja keuangan dan arus kas konsolidasiannya untuk tahun yang berakhir pada tanggal tersebut, sesuai dengan Standar Akuntansi Keuangan di Indonesia.

Independent Auditors' Report (continued)

Report No. 01058/2.1032/AU.1/02/0705-1/1/V/2020 (continued)

Auditors' responsibility (continued)

An audit involves performing procedures to obtain audit evidence about the amounts and disclosures in the financial statements. The procedures selected depend on the auditors' judgment, including the assessment of the risks of material misstatement of the financial statements, whether due to fraud or error. In making those risk assessments, the auditors consider internal control relevant to the entity's preparation and fair presentation of financial statements in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the entity's internal control. An audit also includes evaluating the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates made by management, as well as evaluating the overall presentation of the financial statements.

We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our audit opinion.

Opinion

In our opinion, the accompanying consolidated financial statements present fairly, in all material respects, the consolidated financial position of PT Medco Energi Internasional Tbk and its subsidiaries as of December 31, 2019, and their consolidated financial performance and cash flows for the year then ended, in accordance with Indonesian Financial Accounting Standards.

KAP Purwantono, Sungkoro & Surja

Susanti
Registrasi Akuntan Publik No. AP.0705/*Public Accountant Registration No. AP.0705*

19 Mei 2020/*May 19, 2020*

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ENTITAS ANAKNYA
LAPORAN POSISI KEUANGAN KONSOLIDASIAN
Tanggal 31 Desember 2019
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, Kecuali Dinyatakan Lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND ITS SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENT OF FINANCIAL POSITION
As of December 31, 2019
(Expressed in United States Dollar, Unless Otherwise Stated)

	2019	Catatan/ *Notes*	2018	
ASET				***ASSETS***
ASET LANCAR				***CURRENT ASSETS***
Kas dan setara kas	456.216.294	2,4	418.052.511	*Cash and cash equivalents*
Investasi jangka pendek	25.999.298	2,5	25.185.432	*Short-term investments*
Deposito dan rekening bank yang dibatasi penggunaannya	138.634.048	2,12	208.133.766	*Restricted time deposits and cash in banks*
Piutang usaha		2,6		*Trade receivables*
- Pihak berelasi	399.333		-	*Related parties -*
- Pihak ketiga	225.055.613		166.517.457	*Third parties -*
Piutang lain-lain		2,7		*Other receivables*
- Pihak berelasi	9.663.782		1.451.445	*Related parties -*
- Pihak ketiga	189.871.732		81.514.460	*Third parties -*
Piutang sewa pembiayaan - bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	17.187.843	2,8	14.703.089	*Finance lease receivables - current maturities*
Aset keuangan konsesi - bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	78.482.062	2,9	75.741.819	*Concession financial assets - current maturities*
Persediaan	96.205.717	2,10	62.317.376	*Inventories*
Pajak dibayar di muka	8.759.793	2,11	8.561.315	*Prepaid taxes*
Beban dibayar di muka	11.394.063	2	9.023.130	*Prepaid expenses*
Aset derivatif	522.486	2,24	1.922.078	*Derivative assets*
Aset dimiliki untuk dijual	368.667.348	2,36	709.750.275	*Assets held for sale*
Aset lancar lain-lain	67.623.305	2,18	44.241.208	*Other current assets*
Jumlah Aset Lancar	**1.694.682.717**		**1.827.115.361**	***Total Current Assets***
ASET TIDAK LANCAR				***NON-CURRENT ASSETS***
Piutang lain-lain		2,7		*Other receivables*
- Pihak berelasi	1.148.402		-	*Related parties -*
- Pihak ketiga	106.496.269		131.884.806	*Third parties -*
Piutang sewa pembiayaan - setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	225.066.644	2,8	233.931.587	*Finance lease receivables - net of current maturities*
Aset keuangan konsesi - setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	665.199.551	2,9	532.315.640	*Concession financial assets - net of current maturities*
Deposito dan rekening bank yang dibatasi penggunaannya	1.013.691	2,12	1.361.232	*Restricted time deposits and cash in banks*
Aset pajak tangguhan	81.231.756	2,35	90.525.828	*Deferred tax assets*
Investasi jangka panjang	935.042.946	2,13	953.676.115	*Long-term investments*
Aset tetap	40.647.869	2,14,32,33	43.212.281	*Property, plant and equipment*
Aset eksplorasi dan evaluasi	272.665.416	2,15	102.223.519	*Exploration and evaluation assets*
Aset minyak dan gas bumi	1.849.785.184	2,16,32	1.229.412.005	*Oil and gas properties*
Goodwill	67.024.515	2,17	67.024.515	*Goodwill*
Aset derivatif	7.272.252	2,24	4.605.098	*Derivative assets*
Aset lain-lain	59.261.178	2,18	35.105.759	*Other assets*
Jumlah Aset Tidak Lancar	**4.311.855.673**		**3.425.278.385**	***Total Non-current Assets***
JUMLAH ASET	**6.006.538.390**		**5.252.393.746**	***TOTAL ASSETS***

Catatan atas laporan keuangan konsolidasian terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasian secara keseluruhan.

The accompanying notes to the consolidated financial statements form an integral part of these consolidated financial statements taken as a whole.

**PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ENTITAS ANAKNYA
LAPORAN POSISI KEUANGAN
KONSOLIDASIAN (lanjutan)
Tanggal 31 Desember 2019
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat,
Kecuali Dinyatakan Lain)**

***PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND ITS SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENT OF
FINANCIAL POSITION (continued)
As of December 31, 2019
(Expressed in United States Dollar,
Unless Otherwise Stated)***

	2019	Catatan/ *Notes*	2018	
LIABILITAS DAN EKUITAS				***LIABILITIES AND EQUITY***
LIABILITAS				***LIABILITIES***
LIABILITAS JANGKA PENDEK				***CURRENT LIABILITIES***
Pinjaman bank jangka pendek	-	2,25	40.000.000	*Short-term bank loans*
Utang usaha		2,19		*Trade payables*
- Pihak berelasi	23.538.969		20.779.088	*Related parties -*
- Pihak ketiga	127.568.357		98.291.695	*Third parties -*
Utang lain-lain		2,21		*Other payables*
- Pihak berelasi	17.271.065		12.394.583	*Related parties -*
- Pihak ketiga	52.549.241		102.043.710	*Third parties -*
Utang pajak	49.374.084	2,22	28.697.067	*Taxes payable*
Biaya akrual dan provisi lain-lain	188.198.465	2,23	149.053.133	*Accrued expenses and other provisions*
Liabilitas imbalan kerja jangka pendek	3.817.816	2,38	1.165.823	*Employee benefits liabilities - current portion*
Liabilitas derivatif	6.490.917	2,24	11.225.780	*Derivative liabilities*
Liabilitas yang secara langsung berhubungan dengan aset dimiliki untuk dijual	17.121.777	2,36	187.891.020	*Liabilities directly associated with assets held for sale*
Pinjaman jangka panjang yang jatuh tempo dalam satu tahun		2		*Current maturities of long-term debts*
- Pinjaman bank	90.364.428	25	230.529.466	*Bank loans -*
- Pinjaman dari instansi keuangan non-bank	26.362	26	54.570	*Loans from non-bank - financial institutions*
- Obligasi Rupiah	45.677.906	26	77.378.221	*Rupiah bonds -*
- Wesel jangka menengah	-	26	54.499.975	*Medium term notes -*
Uang muka dari pelanggan	83.581.655	20	87.975.147	*Advances from customers*
Jumlah Liabilitas Jangka Pendek	**705.581.042**		**1.101.979.278**	***Total Current Liabilities***
LIABILITAS JANGKA PANJANG				***NON-CURRENT LIABILITIES***
Pinjaman jangka panjang - setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun		2		*Long-term debts - net of current maturities*
- Pinjaman bank	1.004.157.088	25	1.012.275.238	*Bank loans -*
- Pinjaman dari instansi keuangan non-bank	6.091	26	10.907.474	*Loans from non-bank - financial institutions*
- Obligasi Rupiah	482.233.900	26	447.623.190	*Rupiah bonds -*
- Obligasi Dolar AS	1.505.913.160	26	867.801.068	*US Dollar bonds -*
- Wesel jangka menengah	66.634.942	26	66.456.769	*Medium term notes -*
Uang muka dari pelanggan	102.099.084	20	7.500.000	*Advances from a customer*
Utang lain-lain	25.809.949	2,21	17.716.644	*Other payables*
Liabilitas pajak tangguhan	549.524.886	2,35	188.511.302	*Deferred tax liabilities*
Liabilitas imbalan kerja jangka panjang	21.393.534	2,38	19.774.531	*Long-term employee benefits liabilities*
Liabilitas derivatif	35.786.829	2,24	36.021.136	*Derivative liabilities*
Liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area dan provisi lain-lain	151.151.588	2,47	88.565.809	*Asset abandonment and site restoration obligations and other provisions*
Jumlah Liabilitas Jangka Panjang	**3.944.711.051**		**2.763.153.161**	***Total Non-current Liabilities***
Jumlah Liabilitas	**4.650.292.093**		**3.865.132.439**	***Total Liabilities***

Catatan atas laporan keuangan konsolidasian terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasian secara keseluruhan.

The accompanying notes to the consolidated financial statements form an integral part of these consolidated financial statements taken as a whole.

**PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ENTITAS ANAKNYA
LAPORAN POSISI KEUANGAN
KONSOLIDASIAN (lanjutan)
Tanggal 31 Desember 2019
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat,
Kecuali Dinyatakan Lain)**

***PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND ITS SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENT OF
FINANCIAL POSITION (continued)
As of December 31, 2019
(Expressed in United States Dollar,
Unless Otherwise Stated)***

	2019	Catatan/ *Notes*	2018	
LIABILITAS DAN EKUITAS (lanjutan)				***LIABILITIES AND EQUITY (continued)***
EKUITAS				***EQUITY***
Modal saham - nilai nominal Rp25 per saham				*Capital stock - par value Rp25 par value per share*
- Modal dasar 38.000.000.000 saham				*Authorized - 38,000,000,000 shares*
- Diterbitkan dan disetor penuh 17.916.081.914 saham pada tanggal 31 Desember 2019 dan 17.829.347.601 saham pada tanggal 31 Desember 2018	109.605.245	1b,28	109.444.392	*Issued and fully paid - 17,916,081,914 shares as of December 31, 2019 and 17,829,347,601 shares as of December 31, 2018*
- Saham treasuri 94.672.380 saham pada tanggal 31 Desember 2019 dan 66.831.040 saham pada tanggal 31 Desember 2018	(579.178)	28	(410.238)	*Treasury shares - 94,672,380 shares as of December 31, 2019 and 66,831,040 shares as of December 31, 2018*
	109.026.067		109.034.154	
Tambahan modal disetor	384.467.138	29	372.143.976	*Additional paid-in capital*
Dampak perubahan transaksi ekuitas entitas anak/ entitas asosiasi	(10.012.149)	30	107.870	*Effects of changes in equity transactions of subsidiaries/associates*
Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan	(1.717.746)	2	(4.468.876)	*Translation adjustments*
Penyesuaian nilai wajar atas instrumen lindung nilai arus kas	10.796.651	2	7.247.621	*Fair value adjustment on cash flow hedging instruments*
Penyesuaian nilai wajar atas investasi tersedia untuk dijual	767.132	2,18	1.030.499	*Fair value adjustment on available-for-sale investment*
Bagian laba (rugi) komprehensif lain entitas asosiasi dan ventura bersama	(8.072.045)	13	(2.718.169)	*Share of other comprehensive income (loss) of associates and joint venture*
Pengukuran kembali program imbalan pasti	31.494.999	38	29.767.330	*Remeasurement of defined benefit program*
Saldo laba				*Retained earnings*
- Ditentukan penggunaannya	6.492.210		6.492.210	*Appropriated -*
- Tidak ditentukan penggunaannya	673.215.400		700.563.001	*Unappropriated -*
Jumlah ekuitas yang dapat diatribusikan kepada pemilik entitas induk	1.196.457.657		1.219.199.616	*Total equity attributable to the equity holders of the parent company*
Kepentingan nonpengendali	159.788.640	27	168.061.691	*Non-controlling interests*
Jumlah Ekuitas	**1.356.246.297**		**1.387.261.307**	***Total Equity***
JUMLAH LIABILITAS DAN EKUITAS	**6.006.538.390**		**5.252.393.746**	***TOTAL LIABILITIES AND EQUITY***

Catatan atas laporan keuangan konsolidasian terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasian secara keseluruhan.

The accompanying notes to the consolidated financial statements form an integral part of these consolidated financial statements taken as a whole.

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ENTITAS ANAKNYA
LAPORAN LABA RUGI DAN PENGHASILAN KOMPREHENSIF LAIN KONSOLIDASIAN
Untuk Tahun yang Berakhir pada Tanggal 31 Desember 2019
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, Kecuali Dinyatakan Lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND ITS SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENT OF PROFITS OR LOSS AND OTHER COMPREHENSIVE INCOME
For the Year Ended December 31, 2019
(Expressed in United States Dollar, Unless Otherwise Stated)

	2019	Catatan/ *Notes*	2018	
OPERASI YANG DILANJUTKAN				***CONTINUING OPERATIONS***
PENJUALAN DAN PENDAPATAN USAHA LAINNYA				***SALES AND OTHER OPERATING REVENUES***
Penjualan minyak dan gas bumi neto	1.161.193.789	2,31	980.150.245	*Net oil and gas sales*
Penjualan tenaga listrik dan jasa terkait lainnya	274.792.650	2,31	235.856.950	*Electric power sales and revenue from related services*
Pendapatan dari jasa	2.304.414	2,31	2.244.353	*Revenue from services*
JUMLAH PENJUALAN DAN PENDAPATAN USAHA LAINNYA	**1.438.290.853**		**1.218.251.548**	***TOTAL SALES AND OTHER OPERATING REVENUES***
BEBAN POKOK PENJUALAN DAN BIAYA LANGSUNG LAINNYA				***COST OF SALES AND OTHER DIRECT COSTS***
Biaya produksi dan lifting	297.740.266	2,32	203.334.983	*Production and lifting costs*
Penyusutan, deplesi dan amortisasi	295.818.747	2,14,16,32	108.791.406	*Depreciation, depletion and amortization*
Beban pokok penjualan tenaga listrik dan jasa terkait lainnya	172.369.352	2,32	134.328.715	*Cost of electric power sales and related services*
Biaya pembelian minyak mentah	49.567.822	2,32	125.388.135	*Cost of crude oil purchases*
Beban eksplorasi	23.925.491	2,32	8.575.902	*Exploration expenses*
Biaya jasa	7.136.710		5.654.163	*Cost of services*
JUMLAH BEBAN POKOK PENJUALAN DAN BIAYA LANGSUNG LAINNYA	**846.558.388**		**586.073.304**	***TOTAL COST OF SALES AND OTHER DIRECT COSTS***
LABA KOTOR	**591.732.465**		**632.178.244**	***GROSS PROFIT***
Beban penjualan, umum dan administrasi	(229.283.518)	2,33	(157.294.087)	*Selling, general and administrative expenses*
Beban pendanaan	(251.334.573)	25,26	(188.990.540)	*Finance costs*
Pendapatan bunga	12.966.781		12.704.231	*Finance income*
Bagian rugi dari entitas asosiasi dan ventura bersama	(42.018.731)	2,13	(66.741.203)	*Share of net loss of associates and joint venture*
Keuntungan pembelian diskon	79.498.296	44	-	*Bargain purchase*
Kerugian penurunan nilai aset	-	14	(2.160.936)	*Loss on impairment of assets*
Kerugian atas dilusi investasi jangka panjang	-	2,13	(19.073.814)	*Loss on dilution of long-term investment*
Pendapatan lain-lain	33.414.155	34	10.123.455	*Other income*
Beban lain-lain	(15.828.751)	34	(18.555.561)	*Other expenses*
LABA SEBELUM PAJAK PENGHASILAN DARI OPERASI YANG DILANJUTKAN	**179.146.124**		**202.189.789**	***PROFIT BEFORE INCOME TAX EXPENSE FROM CONTINUING OPERATIONS***
BEBAN PAJAK PENGHASILAN	**(199.373.250)**	2,35	**(196.480.990)**	***INCOME TAX EXPENSE***
LABA (RUGI) TAHUN BERJALAN DARI OPERASI YANG DILANJUTKAN	**(20.227.126)**		**5.708.799**	***PROFIT (LOSS) FOR THE YEAR FROM CONTINUING OPERATIONS***

Catatan atas laporan keuangan konsolidasian terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasian secara keseluruhan.

The accompanying notes to the consolidated financial statements form an integral part of these consolidated financial statements taken as a whole.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk DAN ENTITAS ANAKNYA LAPORAN LABA RUGI DAN PENGHASILAN KOMPREHENSIF LAIN KONSOLIDASIAN (lanjutan) Untuk Tahun yang Berakhir pada Tanggal 31 Desember 2019 (Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, Kecuali Dinyatakan Lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk AND ITS SUBSIDIARIES CONSOLIDATED STATEMENT OF PROFITS OR LOSS AND OTHER COMPREHENSIVE INCOME (continued) For the Year Ended December 31, 2019 (Expressed in United States Dollar, Unless Otherwise Stated)

	2019	Catatan/ *Notes*	2018	
OPERASI YANG DIHENTIKAN				***DISCONTINUED OPERATIONS***
Laba (rugi) setelah beban pajak penghasilan dari operasi yang dihentikan	6.694.077	36	(34.081.735)	*Profit (loss) after income tax expense from discontinued operations*
RUGI TAHUN BERJALAN	**(13.533.049)**		**(28.372.936)**	***LOSS FOR THE YEAR***
PENGHASILAN KOMPREHENSIF LAIN				***OTHER COMPREHENSIVE INCOME***
PENGHASILAN KOMPREHENSIF LAIN YANG AKAN DIREKLASIFIKASI KE LABA RUGI				***OTHER COMPREHENSIVE INCOME THAT WILL BE RECLASSIFIED TO PROFIT OR LOSS***
Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan	(3.633.239)		(5.556.187)	*Translation adjustments*
Penyesuaian nilai wajar atas instrumen lindung nilai arus kas - setelah dikurangi pajak	(4.568.788)		(7.137.157)	*Fair value adjustment on cash flow hedging instruments - net of tax*
Penyesuaian nilai wajar atas investasi tersedia untuk dijual	(304.151)	18	358.273	*Fair value adjustment on available-for-sale investment*
Bagian laba (rugi) komprehensif lain entitas asosiasi dan ventura bersama	(5.353.876)	13	11.702.594	*Share of other comprehensive income (loss) of associates and joint venture*
PENGHASILAN KOMPREHENSIF LAIN YANG TIDAK AKAN DIREKLASIFIKASI KE LABA RUGI				***OTHER COMPREHENSIVE INCOME THAT WILL NOT BE RECLASSIFIED TO PROFIT OR LOSS***
Pengukuran kembali program imbalan kerja	2.025.516	38	10.368.936	*Remeasurement of defined benefit program*
Pajak penghasilan terkait dengan pos yang tidak direklasifikasi ke laba rugi	(313.001)	35	(943.847)	*Income tax related to the accounts that will not be reclassified to profit or loss*
JUMLAH RUGI KOMPREHENSIF TAHUN BERJALAN	**(25.680.588)**		**(19.580.324)**	***TOTAL COMPREHENSIVE LOSS FOR THE YEAR***

Catatan atas laporan keuangan konsolidasian terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasian secara keseluruhan.

The accompanying notes to the consolidated financial statements form an integral part of these consolidated financial statements taken as a whole.

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk DAN ENTITAS ANAKNYA
LAPORAN LABA RUGI DAN PENGHASILAN KOMPREHENSIF LAIN KONSOLIDASIAN (lanjutan)
Untuk Tahun yang Berakhir pada Tanggal 31 Desember 2019
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, Kecuali Dinyatakan Lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk AND ITS SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENT OF PROFITS OR LOSS AND OTHER COMPREHENSIVE INCOME (continued)
For the Year Ended December 31, 2019
(Expressed in United States Dollar, Unless Otherwise Stated)

	2019	Catatan/ *Notes*	2018	
LABA (RUGI) TAHUN BERJALAN YANG DAPAT DIATRIBUSIKAN KEPADA				***PROFIT (LOSS) FOR THE YEAR ATTRIBUTABLE TO***
Pemilik entitas induk				*Equity holders of the parent company*
Rugi tahun berjalan dari operasi yang dilanjutkan	(34.041.678)		(17.220.501)	*Loss for the year from continuing operations*
Laba (rugi) tahun berjalan Dari operasi yang dihentikan	6.694.077		(34.081.735)	*Profit (loss) for the year from discontinued operations*
Rugi tahun berjalan yang diatribusikan kepada pemilik entitas induk	(27.347.601)		(51.302.236)	*Loss for the year attributable to equity holders of the parent company*
Laba tahun berjalan yang diatribusikan kepada kepentingan nonpengendali	13.814.552	2,27	22.929.300	*Profit for the year attributable to non-controlling interests*
	(13.533.049)		(28.372.936)	
JUMLAH LABA (RUGI) KOMPREHENSIF TAHUN BERJALAN YANG DAPAT DIATRIBUSIKAN KEPADA				***TOTAL COMPREHENSIVE INCOME (LOSS) FOR THE YEAR ATTRIBUTABLE TO***
Pemilik entitas induk				*Equity holders of the parent company*
Rugi komprehensif tahun berjalan dari operasi yang dilanjutkan	(31.631.092)		(10.776.413)	*Comprehensive loss for the year from continuing operations*
Laba (rugi) komprehensif tahun berjalan dari operasi yang dihentikan	6.694.077		(34.081.735)	*Comprehensive income (loss) for the year from discontinued operations*
Rugi komprehensif tahun berjalan yang diatribusikan kepada pemilik entitas induk	(24.937.015)		(44.858.148)	*Comprehensive loss for the year attributable to equity holders of the parent company*
Laba (rugi) komprehensif tahun berjalan yang diatribusikan kepada kepentingan nonpengendali	(743.573)	2,27	25.277.824	*Comprehensive income (loss) for the year attributable to non-controlling interests*
	(25.680.588)		(19.580.324)	

Catatan atas laporan keuangan konsolidasian terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasian secara keseluruhan.

The accompanying notes to the consolidated financial statements form an integral part of these consolidated financial statements taken as a whole.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ENTITAS ANAKNYA
LAPORAN LABA RUGI DAN PENGHASILAN KOMPREHENSIF LAIN KONSOLIDASIAN
(lanjutan)
Untuk Tahun yang Berakhir pada Tanggal 31 Desember 2019
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, Kecuali Dinyatakan Lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND ITS SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENT OF PROFITS OR LOSS AND OTHER COMPREHENSIVE INCOME
(continued)
For the Year Ended December 31, 2019
(Expressed in United States Dollar, Unless Otherwise Stated)

	2019	Catatan/ *Notes*	2018	
RUGI PER SAHAM DASAR YANG DAPAT DIATRIBUSIKAN KEPADA PEMILIK ENTITAS INDUK	**(0,00154)**	2,37	**(0,00290)**	***BASIC LOSS PER SHARE ATTRIBUTABLE TO EQUITY HOLDERS OF THE PARENT COMPANY***
RUGI PER SAHAM DASAR DARI OPERASI YANG DILANJUTKAN YANG DAPAT DIATRIBUSIKAN KEPADA PEMILIK ENTITAS INDUK	**(0,00192)**	2,37	**(0,00097)**	***BASIC LOSS PER SHARE FROM CONTINUING OPERATIONS ATTRIBUTABLE TO EQUITY HOLDERS OF THE PARENT COMPANY***
RUGI PER SAHAM DILUSIAN YANG DAPAT DIATRIBUSIKAN KEPADA PEMILIK ENTITAS INDUK	**(0,00148)**	2,37	**(0,00266)**	***DILUTED LOSS PER SHARE ATTRIBUTABLE TO EQUITY HOLDERS OF THE PARENT COMPANY***
RUGI PER SAHAM DILUSIAN DARI OPERASI YANG DILANJUTKAN YANG DAPAT DIATRIBUSIKAN KEPADA PEMILIK ENTITAS INDUK	**(0,00184)**	2,37	**(0,00089)**	***DILUTED LOSS PER SHARE FROM CONTINUING OPERATIONS ATTRIBUTABLE TO EQUITY HOLDERS OF THE PARENT COMPANY***

Catatan atas laporan keuangan konsolidasian terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasian secara keseluruhan.

The accompanying notes to the consolidated financial statements form an integral part of these consolidated financial statements taken as a whole.

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk DAN ENTITAS ANAKNYA
DAN ENTITAS ANAKNYA
LAPORAN PERUBAHAN EKUITAS KONSOLIDASIAN
Untuk Tahun yang Berakhir pada Tanggal 31 Desember 2019
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, Kecuali Dinyatakan Lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk AND ITS SUBSIDIARIES
AND ITS SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENT OF CHANGES IN EQUITY
For the Year Ended December 31, 2019
(Expressed in United States Dollar, Unless Otherwise Stated)

		Diatribusikan kepada pemilik entitas induk/*Attributable to the equity holders of the parent company*													
				Saldo Laba/*Retained Earnings*											
	Catatan/ *Notes*	Modal Saham/ *Capital Stock*	Tambahan Modal Disetor/ *Additional Paid-in Capital*	Ditentukan Penggunaannya/ *Appropriated*	Tidak Ditentukan Penggunaannya/ *Unappropriated*	Dampak Perubahan Transaksi Ekuitas Entitas Anak/Entitas Asosiasi/ *Effects of Changes in Equity Transactions of Subsidiaries/ Associates*	Selisih Kurs karena Penjabaran Laporan Keuangan/ *Translation Adjustments*	Penyesuaian Nilai Wajar atas Instrumen Lindung Nilai Arus Kas/ *Fair Value Adjustment on Cash Flow Hedging Instruments*	Penyesuaian Nilai Wajar atas Investasi Tersedia untuk Dijual/ *Fair Value Adjustment on Available-for-Sale Investment*	Bagian Laba (Rugi) Komprehensif Lain dari Entitas Asosiasi dan Ventura Bersama/ *Share of Other Comprehensive Income (Loss) of Associates and Joint Venture*	Pengukuran Kembali Program Imbalan Pasti/ *Remeasurement of Defined Benefit Program*	Jumlah/*Total*	Kepentingan Nonpengendali/ *Non-controlling Interests*	Jumlah Ekuitas/ *Total Equity*	
Saldo tanggal 31 Desember 2017		**108.449.801**	**366.137.292**	**6.492.210**	**751.865.237**	**107.870**	**40.017**	**17.495.191**	**713.010**	**(14.420.763)**	**20.586.862**	**1.257.466.727**	**145.205.321**	**1.402.672.048**	***Balance, December 31, 2017***
Rugi tahun berjalan		-	-	-	(51.302.236)	-	-	-	-	-	-	(51.302.236)	22.929.300	(28.372.936)	*Loss for the year*
Penghasilan komprehensif lain		-	-	-	-	-	(4.508.893)	(10.247.570)	317.489	11.702.594	9.180.468	6.444.088	2.348.524	8.792.612	*Other comprehensive income*
Jumlah rugi komprehensif periode berjalan		-	-	-	(51.302.236)	-	(4.508.893)	(10.247.570)	317.489	11.702.594	9.180.468	(44.858.148)	25.277.824	(19.580.324)	*Total comprehensive loss for the year*
Pembagian dividen untuk kepentingan nonpengendali	27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6.855.734)	(6.855.734)	*Dividend distribution to non-controlling interest*
Setoran modal dari kepentingan nonpengendali	27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.099.760	12.099.760	*Capital contribution from non-controlling interest*
Pelepasan entitas anak	27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7.665.480)	(7.665.480)	*Divestment of a Subsidiary*
Selisih transakasi dengan entitas sepengendali	29,36	-	(2.312.465)	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.312.465)	-	(2.312.465)	*Difference in transaction with entity under common control*
Pembayaran berbasis saham	2,28,29	406.089	4.136.204	-	-	-	-	-	-	-	-	4.542.293	-	4.542.293	*Share-based payments*
Penerbitan saham baru melalui pelaksanaan waran	28,29	178.264	4.182.945	-	-	-	-	-	-	-	-	4.361.209	-	4.361.209	*Issuance of new shares through warrant execution*
Saldo tanggal 31 Desember 2018		**109.034.154**	**372.143.976**	**6.492.210**	**700.563.001**	**107.870**	**(4.468.876)**	**7.247.621**	**1.030.499**	**(2.718.169)**	**29.767.330**	**1.219.199.616**	**168.061.691**	**1.387.261.307**	***Balance, December 31, 2018***
Rugi tahun berjalan		-	-	-	(27.347.601)	-	-	-	-	-	-	(27.347.601)	13.814.552	(13.533.049)	*Loss for the year*
Penghasilan komprehensif lain		-	-	-	-	-	2.751.130	3.549.030	(263.367)	(5.353.876)	1.727.669	2.410.586	(14.558.125)	(12.147.539)	*Other comprehensive income*
Jumlah rugi komprehensif Tahun berjalan		-	-	-	(27.347.601)	-	2.751.130	3.549.030	(263.367)	(5.353.876)	1.727.669	(24.937.015)	(743.573)	(25.680.588)	*Total comprehensive loss for the year*
Pembagian dividen untuk kepentingan nonpengendali	27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.286.185)	(4.286.185)	*Dividend distribution to non-controlling interest*
Setoran modal dari kepentingan nonpengendali	27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28.902.167	28.902.167	*Capital contribution from non-controlling interest*
Penambahan kepemilikan di kepentingan nonpengendali	27	-	-	-	-	(10.120.019)	-	-	-	-	-	(10.120.019)	(32.145.460)	(42.265.479)	*Addition in ownership in non-controlling interest*
Selisih transakasi dengan entitas sepengendali	29,36,44	-	8.346.731	-	-	-	-	-	-	-	-	8.346.731	-	8.346.731	*Difference in transaction with entity under common control*
Pembelian kembali saham	2,28,29	(481.861)	(4.267.247)	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.749.108)	-	(4.749.108)	*Shares buyback*
Pembayaran berbasis saham	2,28,29	312.922	4.383.239	-	-	-	-	-	-	-	-	4.696.161	-	4.696.161	*Share-based payments*
Penerbitan saham baru melalui pelaksanaan waran	28,29	160.852	3.860.439	-	-	-	-	-	-	-	-	4.021.291	-	4.021.291	*Issuance of new shares through warrant execution*
Saldo tanggal 31 Desember 2019		**109.026.067**	**384.467.138**	**6.492.210**	**673.215.400**	**(10.012.149)**	**(1.717.746)**	**10.796.651**	**767.132**	**(8.072.045)**	**31.494.999**	**1.196.457.657**	**159.788.640**	**1.356.246.297**	***Balance, December 31, 2019***

Catatan atas laporan keuangan konsolidasian terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasian secara keseluruhan.

The accompanying notes to the consolidated financial statements form an integral part of these consolidated financial statements taken as a whole.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ENTITAS ANAKNYA
LAPORAN ARUS KAS KONSOLIDASIAN
Untuk Tahun yang Berakhir pada Tanggal 31 Desember 2019
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, Kecuali Dinyatakan Lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND ITS SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENT OF CASH FLOWS
For the Year Ended
December 31, 2019
(Expressed in United States Dollar, Unless Otherwise Stated)

	2019	Catatan/ *Notes*	2018	
Arus Kas dari Aktivitas Operasi				***Cash Flows from Operating Activities***
Penerimaan kas dari pelanggan	1.485.840.908		1.220.119.766	*Cash receipts from customers*
Pembayaran kas kepada pemasok dan karyawan	(862.871.150)		(689.610.857)	*Cash paid to suppliers and employees*
Kas yang dihasilkan dari kegiatan usaha	622.969.758		530.508.909	*Cash generated from operations*
Pembayaran pajak penghasilan	(210.606.360)		(168.762.401)	*Income tax paid*
Kas neto diperoleh dari aktivitas operasi	**412.363.398**		**361.746.508**	***Net cash provided by operating activities***
Arus Kas dari Aktivitas Investasi				***Cash Flows from Investing Activities***
Penerimaan dari piutang lain-lain	223.143.011	7,36	-	*Receipt of other receivables*
Penerimaan dari pelepasan entitas anak	160.419.780	36,44	16.863.355	*Proceeds from disposal of subsidiaries*
Penerimaan bunga	13.257.547		13.979.130	*Interest received*
Uang muka diterima dari pihak berelasi	5.000.000	21,44	10.000.000	*Advance received from a related party*
Penerimaan dari pencairan investasi jangka pendek	3.742.773		-	*Proceeds from redemption of short-term investments*
Dividen kas dari entitas asosiasi	3.533.205	13	-	*Cash dividends received from associates*
Penerimaan atas penjualan aset tetap	1.213.231	14	769.000	*Proceeds from disposal of property, plant and equipment*
Penambahan investasi jangka pendek	(3.548.364)		-	*Additions to short-term investments*
Perolehan aset tetap	(7.573.211)	14	(4.000.833)	*Acquisitions of property, plant and equipment*
Penambahan piutang lain-lain dari pihak berelasi	(9.360.739)		(144.775)	*Additions to other receivables from related parties*
Penambahan aset eksplorasi dan evaluasi	(13.081.102)	15	(12.987.687)	*Addition to exploration and evaluation assets*
Penambahan aset lain-lain	(14.146.681)		(5.844.080)	*Additions to other assets*
Penambahan kepemilikan di kepentingan nonpengendali	(42.265.479)	27,30	-	*Addition in ownership in non-controlling interest*
Penambahan pada aset konsesi	(116.631.061)	9	(56.810.503)	*Additions to concession financial assets*
Penambahan aset minyak dan gas bumi	(176.008.394)	16	(228.544.492)	*Additions to oil and gas properties*
Akuisisi bisnis setelah dikurangi kas yang diperoleh	(297.052.507)	44	-	*Acquisition of business net of cash acquired*
Kas neto digunakan untuk aktivitas investasi	**(269.357.991)**		**(266.720.885)**	***Net cash used in investing activities***

Catatan atas laporan keuangan konsolidasian terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasian secara keseluruhan.

The accompanying notes to the consolidated financial statements form an integral part of these consolidated financial statements taken as a whole.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk DAN ENTITAS ANAKNYA LAPORAN ARUS KAS KONSOLIDASIAN (lanjutan) Untuk Tahun yang Berakhir pada Tanggal 31 Desember 2019 (Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, Kecuali Dinyatakan Lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk AND ITS SUBSIDIARIES CONSOLIDATED STATEMENT OF CASH FLOWS (continued) For the Year Ended December 31, 2019 (Expressed in United States Dollar, Unless Otherwise Stated)

	2019	Catatan/ *Notes*	2018	
Arus Kas dari Aktivitas Pendanaan				***Cash Flows from Financing Activities***
Hasil yang diperoleh dari:				*Proceeds from:*
- Pinjaman bank	470.645.900	51	546.918.622	*Bank loans -*
- Pinjaman jangka panjang	695.672.180	51	763.276.751	*Other long-term debt -*
Penarikan (penempatan) deposito dan rekening bank yang dibatasi penggunaannya	126.726.630	12	(57.772.090)	*Withdrawal of (increase in) restricted time deposits and cash in banks*
Setoran modal dari kepentingan nonpengendali	9.336.872	27	4.848.880	*Capital injection from non-controlling interest*
Tambahan modal disetor yang berasal dari penerbitan saham baru melalui pelaksanaan waran	4.021.291	28	4.361.209	*Additional paid-in capital from new shares issuance through warrant*
Pembayaran dividen kas dari Entitas Anak kepada kepentingan nonpengendali	(4.286.185)	27	(6.855.734)	*Cash dividends payment of Subsidiaries to non-controlling interest*
Pembelian saham treasuri	(4.749.108)	28	-	*Purchase of treasury shares*
Penyelesaian liabilitas derivatif	(8.873.109)	51	(62.289.889)	*Settlement of derivative liability*
Pembayaran beban pendanaan	(235.531.321)		(180.750.846)	*Payment of financing charges*
Pembayaran atas:				*Payments of:*
- Pinjaman bank	(915.685.279)	51	(839.263.362)	*Bank loans -*
- Utang jangka panjang lainnya	(256.968.827)	51	(214.106.788)	*Other long-term debt -*
Kas neto digunakan untuk aktivitas pendanaan	**(119.690.956)**		**(41.633.247)**	***Net cash used in financing activities***
KENAIKAN NETO KAS DAN SETARA KAS DARI OPERASI YANG DILANJUTKAN	**23.314.451**		**53.392.376**	***NET INCREASE IN CASH AND CASH EQUIVALENTS FROM CONTINUING OPERATIONS***
KENAIKAN (PENURUNAN) NETO KAS DAN SETARA KAS DARI OPERASI YANG DIHENTIKAN	**12.640.851**	36	**(121.640.239)**	***NET INCREASE (DECREASE) IN CASH AND CASH EQUIVALENTS FROM DISCONTINUED OPERATIONS***
PERBEDAAN NILAI TUKAR NETO	**2.208.481**		**(2.740.204)**	***NET FOREIGN EXCHANGE DIFFERENCE***
KAS DAN SETARA KAS PADA AWAL TAHUN	**418.052.511**	4	**489.040.578**	***CASH AND CASH EQUIVALENTS AT BEGINNING OF YEAR***
KAS DAN SETARA KAS PADA AKHIR TAHUN	**456.216.294**	4	**418.052.511**	***CASH AND CASH EQUIVALENTS AT END OF YEAR***

Catatan atas laporan keuangan konsolidasian terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasian secara keseluruhan.

The accompanying notes to the consolidated financial statements form an integral part of these consolidated financial statements taken as a whole.

**PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ENTITAS ANAKNYA
CATATAN ATAS LAPORAN
KEUANGAN KONSOLIDASIAN
Tanggal 31 Desember 2019
Untuk Tahun yang Berakhir pada Tanggal Tersebut
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat,
Kecuali Dinyatakan Lain)**

1. UMUM

a. Informasi Umum

PT Medco Energi Internasional Tbk ("Perusahaan") didirikan di dalam kerangka Undang-undang Penanaman Modal Dalam Negeri No. 6 Tahun 1968 yang telah diubah dengan Undang-Undang No. 12 tahun 1970, berdasarkan Akta Notaris No. 19 oleh Imas Fatimah, S.H., pada tanggal 9 Juni 1980. Akta pendirian ini disetujui oleh Menteri Kehakiman Republik Indonesia dengan Surat Keputusan No.Y.A.5/192/4 tanggal 7 April 1981 dan diumumkan dalam Berita Negara Republik Indonesia No. 102, Tambahan No. 1020 tanggal 22 Desember 1981.

Anggaran Dasar Perusahaan beberapa kali mengalami perubahan, dimana perubahan terakhir dilakukan untuk meningkatkan modal ditempatkan dan modal disetor Perseroan. Perubahan terakhir tersebut diaktakan dengan Akta Notaris No. 51 tanggal 21 Februari 2018, yang telah dilaporkan kepada Menteri Hukum dan Hak Asasi Manusia dalam surat No. AHU-AH.01.03-0080040 TH 2018.

Perusahaan berdomisili di Jakarta dan kantor pusat beralamat di Lantai 53, Gedung The Energy, SCBD lot 11A, Jl. Jenderal Sudirman, Jakarta 12190.

Sesuai dengan Pasal 3 Anggaran Dasar Perusahaan, ruang lingkup aktivitas Perusahaan terdiri atas, antara lain, eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi dan aktivitas energi lainnya, usaha pengeboran darat dan lepas pantai, serta melakukan investasi (langsung dan tidak langsung) pada entitas anak. Perusahaan memulai kegiatan operasi komersialnya pada tanggal 13 Desember 1980.

Perusahaan dan entitas anaknya (bersama-sama disebut "Grup") memiliki karyawan tetap masing-masing sekitar 2.979 (tidak diaudit) dan 2.771 (tidak diaudit) pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018.

***PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND ITS SUBSIDIARIES
NOTES TO THE CONSOLIDATED
FINANCIAL STATEMENTS
As of December 31, 2019
and for the Year Then Ended
(Expressed in United States Dollar,
Unless Otherwise Stated)***

1. GENERAL

a. General Information

PT Medco Energi Internasional Tbk ("the Company") was established within the framework of the Domestic Capital Investment Law No. 6 Year 1968 as amended by Law No. 12 Year 1970, based on notarial deed No. 19 of Imas Fatimah, S.H., dated June 9, 1980. The deed of establishment was approved by the Ministry of Justice of the Republic of Indonesia in its decision letter No. Y.A.5/192/4 dated April 7, 1981 and was published in State Gazette No. 102, Supplement No. 1020 dated December 22, 1981.

The Company's Articles of Association has been amended several times, the latest amendments of which were made to increase the issued and paid-up capital of the Company. The latest amendments were covered by notarial deed No. 51 dated February 21, 2018, which were reported to the Ministry of Law and Human Rights in letter No. AHU-AH.01.03-0080040 TH 2018.

The Company is domiciled in Jakarta and its head office is located at 53rd Floor, The Energy Building, SCBD lot 11A, Jl. Jenderal Sudirman, Jakarta 12190.

In accordance with Article 3 of the Company's Articles of Association, the scope of its activities comprises, among others, exploration and production of oil and natural gas and other energy activities, onshore and offshore drilling, and investing (direct and indirect) in subsidiaries. The Company started its commercial operations on December 13, 1980.

The Company and subsidiaries (collectively referred to as the "Group") have approximately 2,979 (unaudited) and 2,771 (unaudited) permanent employees as of December 31, 2019 and 2018, respectively.

1. UMUM (lanjutan)

a. Informasi Umum (lanjutan)

Pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, entitas induk langsung dan terakhir Perusahaan adalah PT Medco Daya Abadi Lestari.

b. Penawaran Umum Efek Saham Perusahaan

Saham Perusahaan ditawarkan perdana kepada masyarakat dan dicatatkan di Bursa Efek Jakarta (BEJ) (sekarang Bursa Efek Indonesia) pada tanggal 12 Oktober 1994. Penawaran perdana saham Perusahaan sejumlah 22.000.000 saham dengan nilai nominal Rp1.000 per saham, disetujui untuk dicatatkan pada tanggal 13 September 1994 oleh Badan Pengawas Pasar Modal dan Lembaga Keuangan (BAPEPAM-LK, dahulu Badan Pengawas Pasar Modal/BAPEPAM) dengan suratnya No. S-1588/PM/1994.

Perusahaan juga melakukan Penawaran Umum Terbatas I dengan maksimum 379.236.000 saham yang disetujui untuk dicatatkan pada tanggal 16 November 1999 oleh Ketua BAPEPAM-LK melalui suratnya No. S-2244/PM/1999. Saham baru sebanyak 321.730.290 saham diterbitkan dalam penawaran ini dan dicatatkan di BEJ pada tanggal 19 November 1999.

Pada tanggal 29 November 2017, Perusahaan menerima pernyataan efektif dari Otoritas Jasa Keuangan terkait rencana Penawaran Umum Terbatas II kepada para pemegang saham Perusahaan dalam rangka penerbitan Hak Memesan Efek Terlebih Dahulu ("PUT II HMETD") atas 4.399.117.667 saham biasa atas nama atau sebesar 24,81% dari modal ditempatkan dan disetor penuh Perusahan. Pada tanggal 28 Desember 2017, Perusahaan memperoleh dana sebesar Rp2.639.470.600.200 (sebelum dikurangi biaya transaksi) melalui PUT II HMETD ini (Catatan 28).

1. GENERAL (continued)

a. General Information (continued)

As of December 31, 2019 and 2018, the Company's direct and ultimate parent company is PT Medco Daya Abadi Lestari.

b. The Company's Share Public Offering

The Company's shares of stock were initially offered to the public and listed in the Jakarta Stock Exchange (JSE) (now Indonesia Stock Exchange) on October 12, 1994. The Company's initial public offering of 22,000,000 shares with a par value of Rp1,000 per share, was approved for listing on September 13, 1994 by the Capital Market and Financial Institution Supervisory Agency (BAPEPAM-LK, formerly Capital Market Supervisory Agency/BAPEPAM) in its letter No. S-1588/PM/1994.

The Company also made a Limited Public Offering I of a maximum of 379,236,000 shares which were approved for listing on November 16, 1999 by the Chairman of BAPEPAM-LK through its letter No. S-2244/PM/1999. 321,730,290 new shares were issued and listed on the JSE on November 19, 1999.

On November 29, 2017, the Company obtained the letter of effectivity from Financial Services Authority related to the Limited Public Offering II to the shareholders of the Company through the Issuance of Pre-Emptive Rights ("PUT II HMETD") of 4,399,117,667 ordinary registered shares or 24.81% of the Company's issued and paid-up capital subsequent to the PUT II HMETD. On December 28, 2017, the Company obtained funds amounting to Rp2,639,470,600,200 (before deduction of transaction costs) through this PUT II HMETD (Note 28).

1. UMUM (lanjutan)

b. Penawaran Umum Efek Saham Perusahaan (lanjutan)

Sejak tanggal 1 Juli 2018 sampai dengan tanggal 31 Desember 2018, sebanyak 100.424.134 Waran Seri I Tahap I telah dikonversi menjadi 100.424.134 lembar saham dengan jumlah penerimaan sebesar Rp62.765.083.750 (setara dengan AS$4.361.209).

Sejak tanggal 1 Januari 2019 sampai dengan tanggal 31 Desember 2019, sebanyak 86.734.313 Waran Seri I Tahap II telah dikonversi menjadi 86.734.313 lembar saham dengan jumlah penerimaan sebesar Rp56.275.587.200 (setara dengan AS$4.021.291).

Pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, seluruh saham Perusahaan masing-masing sejumlah 17.916.081.914 saham dan 17.829.347.601 saham tercatat di Bursa Efek Indonesia.

c. Dewan Komisaris dan Direksi dan Komite Audit

Susunan Dewan Komisaris dan Direksi, dan Anggota Komite Audit Perusahaan pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018 adalah sebagai berikut:

1. GENERAL (continued)

b. The Company's Share Public Offering (continued)

Starting July 1, 2018 to December 31, 2018, 100,424,134 Series I Warrants Exercise Window I has been converted to 100,424,134 shares with total proceeds which amounted to Rp62,765,083,750 (equivalent to US$4,361,209).

Between January 1, 2019 to December 31, 2019, 86,734,313 Series I Warrants Exercise Window II has been converted to 86,734,313 shares with total proceeds which amounted to Rp56,275,587,200 (equivalent to US$4,021,291).

As of December 31, 2019 and 2018, all of the Company's 17,916,081,914 shares and 17,829,347,601 shares are listed on the Indonesia Stock Exchange.

c. Boards of Commissioners and Directors and Audit Committee

The members of the Company's Boards of Commissioners and Directors, and Audit Committee as of December 31, 2019 and 2018 are as follows:

Dewan Komisaris:		***Board of Commissioners:***
Komisaris Utama	Muhammad Lutfi	*President Commissioner*
Komisaris Independen	Bambang Subianto	*Independent Commissioner*
Komisaris Independen	Marsillam Simandjuntak	*Independent Commissioner*
Komisaris	Yani Yuhani Rodyat	*Commissioner*
Komisaris	Yaser Raimi A. Panigoro	*Commissioner*
Direksi:		***Board of Directors:***
Direktur Utama	Hilmi Panigoro	*President Director*
Direktur	Roberto Lorato	*Director*
Direktur Independen	Anthony R. Mathias	*Independent Director*
Direktur	Ronald Gunawan	*Director*
Direktur	Amri Siahaan	*Director*
Ketua Komite Audit	Bambang Subianto	*Chairman of Audit Committee*
Anggota Komite Audit	Jul Azmi	*Member of Audit Committee*
Anggota Komite Audit	Ida Anggrainy Sarwani	*Member of Audit Committee*

1. UMUM (lanjutan)

c. Dewan Komisaris dan Direksi dan Komite Audit (lanjutan)

Jumlah kompensasi dan imbalan lain kepada Dewan Komisaris dan Direksi untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, terdiri dari:

1. GENERAL (continued)

c. Boards of Commissioners and Directors and Audit Committee (continued)

The total compensation and other benefits for the Commissioners and Directors for the years ended December 31, 2019 and 2018 consist of:

	2019	2018	
Dewan Komisaris			*Board of Commissioners*
Imbalan jangka pendek	2.485.852	2.377.329	*Short-term compensations*
Direksi			*Board of Directors*
Imbalan jangka pendek	10.547.957	6.711.182	*Short-term compensations*
Imbalan pasca-kerja (pencadangan)	1.220.533	721.868	*Post-retirement benefits (provision)*
Sub-jumlah	11.768.490	7.433.050	*Sub-total*
Pembayaran berbasis saham untuk Komisaris dan Direksi	1.516.783	2.903.803	*Share-based payments for Directors and Commissioners*
Jumlah	**15.771.125**	**12.714.182**	***Total***

d. Entitas Anak

i. Pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, Perusahaan telah mengkonsolidasikan semua entitas anaknya sesuai dengan kebijakan sebagaimana diuraikan dalam Catatan 2b, "Prinsip Konsolidasi". Untuk tujuan pengungkapan, hanya entitas *subholding* atau entitas anak yang material terhadap laporan keuangan konsolidasian Grup dari jumlah aset/liabilitas dan/atau pendapatan/laba neto yang disajikan dalam tabel di bawah ini:

d. Subsidiaries

i. As of December 31, 2019 and 2018, the Company has consolidated all of its subsidiaries in line with its accounting policy as described in Note 2b, "Principles of Consolidation". For disclosure purposes, only subholding entities or subsidiaries which are material in terms of total assets/liabilities and/or revenue/net income to the Group's consolidated financial statements are presented in the table below:

1. UMUM (lanjutan)

1. GENERAL (continued)

d. Entitas Anak (lanjutan)

d. Subsidiaries (continued)

	Dimulainya kegiatan komersial/ *Start of commercial operations*	Tanggal perolehan izin eksplorasi/ eksploitasi/ *Date of exploration/ exploitation permit obtained*	Persentase kepemilikan efektif/ *Effective percentage of ownership*		Jumlah aset (sebelum eliminasi) dalam jutaan/ *Total assets (before elimination) in millions*	
			2019	2018	2019	2018
Eksplorasi dan produksi minyak dan gas/ *Exploration and production of oil and gas*						
PT Medco E & P Tarakan [1] Indonesia	1992	14 Jan' 2002	100,00	100,00	13,22	14,98
PT Medco E & P Indonesia [1] Indonesia	1995	28 Nov' 2013	100,00	100,00	146,16	168,68
PT Medco E & P Tomori Sulawesi [1] Indonesia	2005	4 Dec' 1997	100,00	100,00	313,99	397,51
PT Medco E & P Simenggaris [1] Indonesia	2009	24 Feb' 1998	100,00	100,00	80,49	77,72
PT Medco Energi Natuna Timur (dahulu/*formerly* PT Medco E & P Kalimantan) [1] Indonesia	Tahap eksplorasi/ *Exploration stage*	26 Nov' 2010	100,00	100,00	6,34	2,72
PT Medco E & P Bengara [1] Indonesia	Tahap eksplorasi/ *Exploration stage*	27 Sep' 1999	95,00	95,00	0,06	0,04
PT Medco E & P Lematang [1] Indonesia	2003	6 Apr' 1987	100,00	100,00	110,82	98,85
Medco Indonesia Holding BV [1] Belanda/*Netherlands*	-	-	100,00	100,00	-	-
Medco Lematang BV [2] Belanda/*Netherlands*	2003	6 Apr' 1987	100,00	100,00	87,31	81,90
Medco South Sokang BV [2] Belanda/*Netherlands*	Tahap eksplorasi/ *Exploration stage*	17 Dec' 2010	100,00	100,00	-	-
Medco Cendrawasih VII BV [2] Indonesia	Tahap eksplorasi/ *Exploration stage*	16 Jul' 2013	100,00	100,00	-	-
Medco Energi Global Pte Ltd [2] Singapura/*Singapore*	2004	-	100,00	100,00	1.507,63	750,21
PT Medco E & P Malaka [1] Indonesia	2019	1 Sep' 1991	100,00	100,00	694,99	741,71
PT Medco E & P Rimau [1] Indonesia	2005	23 Apr' 2003	100,00	100,00	55,65	91,5
Medco Yemen Malik Ltd [2] Kepulauan Virgin Britania Raya/ *British Virgin Islands*	2012	-	100,00	100,00	1,98	0,02
Lematang E & P Limited [2] Kepulauan Cayman/*Cayman Islands*	2008	6 Apr' 1987	100,00	100,00	23,15	85,60
Medco International Services Pte Ltd [2] Singapura/ *Singapore*	2004	-	100,00	100,00	23,81	25,39
Medco Yemen Holding Ltd [2] Kepulauan Virgin Britania Raya/ *British Virgin Islands*	2008	-	100,00	100,00	0,04	0,04
Medco Asia Pacific Ltd [2] Kepulauan Virgin Britania Raya/ *British Virgin Islands*	2007	-	100,00	100,00	0,07	0,07
Medco LLC [2] Oman	2001	Jan' 2006	78,00	68,00	37,03	33,41
Medco Energi USA Inc [2)3)] Amerika Serikat/ *United States of America (USA)*	2004	-	100,00	100,00	233,49	229,02
Medco Energi US LLC [2)3)] Amerika Serikat/ *United States of America (USA)*	2004	-	100,00	100,00	0,26	6,37
Medco Petroleum Management LLC [2)3)] Amerika Serikat/ *United States of America (USA)*	2014	-	100,00	100,00	0,02	0,05
Medco Tunisia Petroleum Limited [2)3)] Kepulauan Virgin Britania Raya/ *British Virgin Islands*	2004	-	-	100,00	-	128,54
Medco Ventures International (Barbados) Limited [2)3)] Barbados	2014	-	-	100,00	-	104,30
Medco Sahara Limited [2)3)] Inggris/ *United Kingdom*	2014	-	-	100,00	-	-
Medco E & P Natuna Ltd [2] Bermuda	1979	19 Jan' 1999	100,00	100,00	302,81	332,92
Ophir Tanzania (Block 1) Limited [2] Jersey	-	08 Dec' 2005	100,00	-	123,32	-
Ophir Indonesia (Bangkanai) Limited [2] Kepulauan Virgin Britania Raya/ *British Virgin Islands*	2016	30 Dec' 2003	100,00	-	167,72	-

1. UMUM (lanjutan)

d. Entitas Anak (lanjutan)

1. GENERAL (continued)

d. Subsidiaries (continued)

	Dimulainya kegiatan komersial/ *Start of commercial operations*	Tanggal perolehan izin eksplorasi/ eksploitasi/ *Date of exploration/ exploitation permit obtained*	Persentase kepemilikan efektif/ *Effective percentage of ownership*		Jumlah aset (sebelum eliminasi) dalam jutaan/ *Total assets (before elimination) in millions*	
			2019	2018	2019	2018
Eksplorasi dan produksi minyak dan gas (lanjutan)/ *Exploration and production of oil and gas (continued)*						
Ophir Indonesia (Central Kalimantan) Limited [2] Belize	2016	30 Dec' 2003	100,00	-	19,99	-
Ophir Indonesia (Kerendan) Limited [2] Mauritius	2016	30 Dec' 2003	100,00	-	1,56	-
Ophir Indonesia (West Bangkanai) Limited [2] Kepulauan Virgin Britania Raya/ *British Virgin Islands*	-	15 May 2013	100,00	-	9,22	-
Ophir Mexico Offshore Exploration S.A de C.V [2] Meksiko/ *Mexico*	-	05 Dec' 2016	100,00	-	10,28	-
Ophir Mexico Operations S.A de C.V [2] Meksiko/ *Mexico*	-	02 Feb' 2018	100,00	-	20,09	-
Medco Energi Thailand (Bualuang) Limited [2] Kepulauan Virgin Britania Raya/ *British Virgin Islands*	2008	24 Oct' 1996	100,00	-	300,24	-
Medco Energi Thailand (E&P) Limited [2] Britania Raya/ *United Kingdom*	2008	24 Oct' 1996	100,00	-	161,58	-
Ophir Vietnam Block 12W B.V [2] Belanda/*Netherlands*	2011	17 Nov' 2000	100,00	-	126,28	-
Ophir Indonesia (Madura Offshore) Pty Ltd [2] Australia/ *Australia*	2006	04 Dec' 1997	100,00	-	81,26	-
Ophir Indonesia (Sampang) Pty Ltd [2] Australia/ *Australia*	2007	04 Dec' 1997	100,00	-	33,35	-
Jasa penunjang operasi minyak dan gas/ *Support services for oil and gas activities*						
PT Exspan Petrogas Intranusa [1)3)] Indonesia			100,00	100,00	13,38	20,14
PT Mitra Energi Gas Sumatera [1)] Indonesia			100,00	100,00	4,36	4,82
Medco Singapore Operations Pte Ltd [2)] Singapura/*Singapore*			100,00	100,00	4,38	1,97
Perdagangan/ *Trading*						
PT Medco Sampang Indonesia (dahulu/ *formerly* PT Medco Niaga Internasional) [1)] Indonesia			100,00	100,00	0,37	0,37
Far East Energy Trading Pte Ltd [2)] Singapura/*Singapore*			100,00	100,00	477,74	438,27
Gas Alam Cair/ *Liquefied Natural Gas*						
PT Medco LNG Indonesia [1)] Indonesia			100,00	100,00	152,57	150,05
Energi Listrik/ *Power*						
PT Medco Power Internasional [1)] Indonesia			100,00	77,68	74,45	71,7
PT Medco Power Indonesia [2)] Indonesia			100,00	88,62	361,64	301,98
PT Medcopower Servis Indonesia [2)] Indonesia			100,00	88,62	0,72	0,69
PT Mitra Energi Batam [2)] Indonesia			63,99	56,71	49,70	58,63
PT Dalle Energy Batam [2)] Indonesia			79,99	70,88	55,31	57,51
PT TJB Power Services [2)] Indonesia			80,02	70,91	20,68	16,22

1. UMUM (lanjutan)

1. GENERAL (continued)

d. Entitas Anak (lanjutan)

d. Subsidiaries (continued)

	Persentase kepemilikan efektif/ *Effective percentage of ownership*		Jumlah aset (sebelum eliminasi) dalam jutaan/ *Total assets (before elimination) in millions*	
	2019	2018	2019	2018
Energi Listrik (lanjutan)/ *Power (continued)*				
PT Medco Cahaya Geothermal [2] Indonesia	51,00	88,62	12,25	1,34
PT Dalle Panaran [2] Indonesia	100,00	88,62	0,75	0,72
PT Medco Geopower Sarulla [2] Indonesia	51,00	45,19	647,70	661,45
PT Muara Enim Multi Power [2] Indonesia	80,00	70,89	0,09	0,09
PT Medco Power Sentral Sumatera [2] Indonesia	100,00	88,61	37,70	6,72
PT Indo Medco Power [2] Indonesia	99,98	88,60	0,14	0,14
PT Medco Geothermal Indonesia [2] Indonesia	100,00	88,61	9,27	2,57
PT Medco Geothermal Sarulla [2] Indonesia	100,00	88,62	9,72	5,84
PT Energi Prima Elektrika [2] Indonesia	92,50	81,98	9,27	9,56
PT Energi Listrik Batam [2] Indonesia	69,99	62,03	65,20	67,85
PT Multidaya Prima Elektrindo [2] Indonesia	85,00	75,32	12,57	12,55
PT Pembangkitan Pusaka Parahiangan [2] Indonesia	100,00	88,62	22,23	20,97
PT Medco Geothermal Nusantara [2] Indonesia	100,00	88,62	0,19	0,18
PT Medco Hidro Indonesia [2] Indonesia	100,00	88,62	4,20	3,90
PT Medco Power Sumatera [2] Indonesia	100,00	88,62	-	-
PT Universal Batam Energy [2] Indonesia	70,00	62,03	1,49	1,57
PT Medco Energi Menamas [2] Indonesia	99,99	88,61	11,83	10,44
PT Medco General Power Services [2] Indonesia	99,90	88,53	9,95	7,48
PT Sangsaka Hidro Lestari [2] Indonesia	56,00	49,63	0,07	0,07
PT Sangsaka Agro Lestari [2] Indonesia	70,00	62,03	0,51	0,49
PT Bio Jatropha Indonesia [2] Indonesia	69,99	61,97	19,43	18,01
PT Sangsaka Hidro Selatan [2] Indonesia	69,93	61,97	0,07	0,07
PT Sangsaka Hidro Kasmar [2] Indonesia	67,20	59,55	1,06	1,02
PT Sangsaka Hidro Cisereuh [2] Indonesia	69,99	61,97	0,07	0,07
PT Sangsaka Hidro Patikala Lima [2] Indonesia	67,20	59,55	0,07	0,07
PT Sangsaka Hidro Baliase [2] Indonesia	67,20	59,55	0,11	0,11
PT Sangsaka Hidro Barat [2] Indonesia	100,00	88,62	4,46	4,16
PT Nawakara Energi Sumpur [2] Indonesia	80,00	70,89	1,19	1,10
PT Medco Ratch Power Riau [2] Indonesia	51,00	45,19	225,58	60,03
PT Medcopower Energi Baru [2] Indonesia	100,00	-	0,04	-
Lain-lain/*Others*				
PT Api Metra Graha [1) 3)] Indonesia	-	100,00	-	196,65
Medco Strait Services Pte Ltd [1)] Singapura/ *Singapore*	100,00	100,00	2.133,79	1.691,28
PT Medco Power Generation Indonesia [1)] Indonesia	100,00	100,00	1,42	1,47
PT Medco Energi Linggau (dahulu/*formerly* PT Medco Java Power) [1)] Indonesia	100,00	100,00	0,04	0,04
Ophir Energy Ltd [2)] Inggris/*United Kingdom*	100,00	-	1.149,86	-

1. UMUM (lanjutan)

d. Entitas Anak (lanjutan)

Rincian entitas anak yang tidak aktif, tidak signifikan atau dimiliki secara tidak langsung oleh Perusahaan pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018 adalah sebagai berikut:

1. GENERAL (continued)

d. Subsidiaries (continued)

The subsidiaries that are not active, not significant or owned indirectly by the Company as of December 31, 2019 and 2018 are as follows:

	Persentase kepemilikan efektif/ *Effective percentage of ownership*	
	2019	**2018**
Eksplorasi dan produksi minyak dan gas/ *Exploration and production of oil and gas*		
Bangkanai Petroleum (L) Berhad [2]	100,00	100,00
PT Medco Energi Madura (dahulu/ *formerly* PT Medco CBM Sekayu) [2]	100,00	100,00
PT Medco CBM Pendopo [2]	100,00	100,00
PT Medco Energi Belida (dahulu/*formerly* PT Medco CBM Lematang) [2]	100,00	100,00
PT Medco E & P Sembakung [1]	100,00	100,00
PT Medco E & P Kampar [1]	100,00	100,00
Medco Simenggaris Pty Ltd [1]	100,00	100,00
Medco Arabia Ltd [2]	100,00	100,00
Medco International Ventures Ltd [2] [3]	100,00	100,00
Far East Trading Ltd [2]	100,00	100,00
Medco Yemen Amed Ltd [2]	100,00	100,00
Medco International Enterprise Ltd [2]	100,00	100,00
Medco Energi (BVI) Ltd [2]	100,00	100,00
Medco Far East Limited Cayman Islands [1]	100,00	100,00
Medco Cambodia Holding Limited [2]	100,00	100,00
PT Medco Energi Bangkanai (dahulu/ *formerly* PT Medco E&P Merangin) [1]	100,00	100,00
PT Medco E & P Bangkanai [1]	100,00	100,00
PT Medco E & P Nunukan [1]	100,00	100,00
Medco South China Sea Pte Ltd [2]	100,00	100,00
Medco Natuna Pte Ltd [2]	100,00	100,00
Ophir Services Pty Limited [2]	100,00	-
Ophir Holdings & Services (UK) Limited [2]	100,00	-
Ophir Holdings Limited [2]	100,00	-
Ophir Asia Limited [2]	100,00	-
Ophir Asia Services Limited [2]	100,00	-
Dominion Petroleum Limited [2]	100,00	-
Salamander Energy Ltd [2]	100,00	-
Ophir Mexico Limited [2]	100,00	-
Ophir Holdings & Ventures Limited [2]	100,00	-
Ophir Espana Holdings SL [2]	100,00	-
Ophir Gabon (Gnondo) Limited [2]	100,00	-

1. UMUM (lanjutan)

1. GENERAL (continued)

d. Entitas Anak (lanjutan)

d. Subsidiaries (continued)

	Persentase kepemilikan efektif/ *Effective percentage of ownership*	
	2019	2018
Eksplorasi dan produksi minyak dan gas (lanjutan)/ *Exploration and production of oil and gas (continued)*		
Ophir Gabon (Manga) Limited [2)]	100,00	-
Ophir Gabon (Mbeli) Limited [2)]	100,00	-
Ophir Gabon (Ntsina) Limited [2)]	100,00	-
Ophir Gabon (Nkouere) Limited [2)]	100,00	-
Ophir Gabon (Nkawa) Limited [2)]	100,00	-
Ophir Equatorial Guinea (Block R) Limited [2)]	100,00	-
Ophir Equatorial Guinea (Holdings) Limited [2)]	100,00	-
Ophir Mexico Holdings Limited [2)]	100,00	-
Ophir Seychelles (Area 1, 2 and 3) Limited [2)]	100,00	-
Ophir Myanmar (Block AD-3) Limited [2)]	100,00	-
Ophir East Africa Holdings Limited [2)]	100,00	-
Ophir Tanzania (Block 3) Limited [2)]	100,00	-
Ophir Tanzania (Block 4) Limited [2)]	100,00	-
Ophir East Africa Ventures Limited [2)]	100,00	-
Ophir Pipeline Limited [2)]	100,00	-
Ophir Gas Marketing Limited [2)]	100,00	-
Ophir LNG Limited [2)]	100,00	-
Ophir Energy Company Nigeria (JDZ) Limited [2)]	100,00	-
Ophir Energy Indonesia (Aru) Limited [2)]	100,00	-
Ophir Energy Indonesia (Halmahera-Kofiau) 1 Limited [2)]	100,00	-
Ophir Energy Indonesia (Kofiau) 1 Limited [2)]	100,00	-
Ophir Energy Indonesia (West Papua IV) 1 Limited [2)]	100,00	-
Ophir Energy Indonesia (North Ganal) Limited [2)]	100,00	-
Ophir Indonesia (Halmahera-Kofiau) 2 LLC [2)]	100,00	-
Ophir Indonesia (Kofiau) 2 LLC [2)]	100,00	-
Ophir Indonesia (West Papua IV) 2 LLC [2)]	100,00	-
Dominion Investments Limited [2)]	100,00	-
Dominion Oil & Gas Limited [2)]	100,00	-
Dominion Oil & Gas Limited (Tanzania) [2)]	100,00	-
Dominion Petroleum Acquisitions Limited [2)]	100,00	-
DOMPET Limited [2)]	100,00	-
Dominion Tanzania Limited [2)]	100,00	-
Dominion Petroleum Kenya Limited [2)]	100,00	-
PHT Partners LP [2)]	100,00	-
Salamander Energy (Bualuang Holdings) Limited [2)]	100,00	-

1. UMUM (lanjutan)

1. GENERAL (continued)

d. Entitas Anak (lanjutan)

d. Subsidiaries (continued)

	Persentase kepemilikan efektif/ *Effective percentage of ownership*	
	2019	2018
Eksplorasi dan produksi minyak dan gas (lanjutan)/ *Exploration and production of oil and gas (continued)*		
Salamander Energy (Glagah Kambuna) Limited [2)]	100,00	-
Ophir Indonesia (Kutai) Limited [2)]	100,00	-
Salamander Energy (Lao) Company Limited [2)]	100,00	-
Salamander Energy (Malaysia) Limited [2)]	100,00	-
Ophir Indonesia (North East Bangkanai) Limited [2)]	100,00	-
Salamander Energy (North Sumatra) Limited [2)]	100,00	-
Salamander Energy (S.E. Asia) Limited [2)]	100,00	-
Ophir Indonesia (S.E. Sangatta) Limited [2)]	100,00	-
Ophir Indonesia (South Sokang) Limited [2)]	100,00	-
Salamander Energy (Thailand) Co., Ltd [2)]	100,00	-
Salamander Energy Group Limited [2)]	100,00	-
Ophir Malaysia (Block 2A) Limited [2)]	100,00	-
Ophir Cote d'Ivoire (CI-513) Limited [2)]	100,00	-
Salamander Energy (Holdco) Limited [2)]	100,00	-
Ophir Energy Indonesia Limited [2)]	100,00	-
Salamander Energy (JS) Limited [2)]	100,00	-
Ophir Equatorial Guinea (EG-24) Limited [2)]	100,00	-
Ophir Global New Ventures Limited [2)]	100,00	-
Ophir Jaguar 1 Limited [2)]	100,00	-
Ophir Jaguar 2 Limited [2)]	100,00	-
Santos Sabah Block R Ltd. [2)]	100,00	-
Ophir Spv Pty Ltd [2)]	100,00	-
Ophir Asia Pacific Pty Ltd [2)]	100,00	-
Santos Petroleum Ventures B.V. [2)]	100,00	-

1. UMUM (lanjutan)

d. Entitas Anak (lanjutan)

1. GENERAL (continued)

d. Subsidiaries (continued)

	Persentase kepemilikan efektif/ *Effective percentage of ownership*	
	2019	2018
Jasa penunjang operasi minyak dan gas/ *Support services for oil and gas activities*		
PT Medco Energi CBM Indonesia [1]	100,00	100,00
PT Medco Energi Natuna [1]	-	100,00
Medco Petroleum Services Ltd [2]	100,00	100,00
Produksi kimia dan perdagangan/ *Production and trading of chemicals*		
PT Medco Downstream Indonesia [1) 3)]	100,00	100,00
PT Medco LPG Kaji [2) 3)]	100,00	100,00
PT Medco Methanol Bunyu [2) 3)]	100,00	100,00
PT Medco Ethanol Lampung [2) 3)]	100,00	100,00
Lain-lain/*Others*		
Medco Platinum Road Pte. Ltd. [2]	100,00	100,00
Medco Oak Tree Pte. Ltd. [2]	100,00	-
Medco Laurel Tree Pte. Ltd. [2]	100,00	-
Medco Bell Pte. Ltd. [2]	100,00	-
PT Medco Services Indonesia [2) 3)]	-	100,00
PT Medco Sarana Balaraja [1]	100,00	100,00
PT Satria Raksa Buminusa [2]	100,00	100,00
PT Musi Raksa Buminusa [2]	100,00	100,00
PT Mahakam Raksa Buminusa [2]	99,00	99,00
Petroleum Exploration & Production Int Ltd [2]	100,00	100,00
Fortico International Limited [2]	100,00	100,00
PT Medco Energi Nusantara [1]	99,99	100,00
PT Medco Energi Sampang [1]	100,00	-

1) Entitas anak dengan kepemilikan langsung oleh PT Medco Energi Internasional Tbk.
2) Entitas anak dengan kepemilikan tidak langsung
3) Entitas anak diklasifikasikan sebagai aset tersedia untuk dijual atau operasi yang dihentikan

1) Subsidiaries held directly by PT Medco Energi Internasional Tbk.
2) Subsidiaries held indirectly through subsidiary undertakings
3) Subsidiaries classified as asset held for sale or discontinued operation

1. UMUM (lanjutan)

d. Entitas Anak (lanjutan)

ii. Grup mempunyai operasi bersama minyak dan gas atau Kontrak Jasa/Perjanjian Partisipasi dan Pembagian Ekonomi di dalam negeri sebagai berikut:

1. GENERAL (continued)

d. Subsidiaries (continued)

ii. The Group has interests in the following domestic petroleum joint operations or Service Contracts/Participation and Economic Sharing Agreements as follows:

Daerah Operasi	Hak Kepemilikan (%)/*Interest (%)* 2019	2018	*Operation Area*
PSC Sumatera Selatan	65,00	100,00	*PSC South Sumatera*
PSC Tarakan	100,00	100,00	*PSC Tarakan*
PSC Rimau	60,00	95,00	*PSC Rimau*
JOB Senoro-Toili	30,00	30,00	*JOB Senoro-Toili*
PSC Lematang	100,00	100,00	*PSC Lematang*
JOB Simenggaris	62,50	62,50	*JOB Simenggaris*
PSC Blok "A" Aceh	85,00	85,00	*PSC Block "A" Aceh*
PSC Laut Natuna Selatan Blok B	40,00	40,00	*PSC South Natuna Sea Block B*
PSC Bengara	100,00	100,00	*PSC Bengara*
GMB Muralim	-	50,00	*CBM Muralim*
PSC Sokang Selatan	100,00	100,00	*PSC South Sokang*
PSC Cendrawasih	100,00	100,00	*PSC Cendrawasih*
PSC Bangkanai	70,00	-	*PSC Bangkanai*
PSC Bangkanai Barat	70,00	-	*PSC West Bangkanai*
PSC Madura *Offshore*	67,50	-	*PSC Madura Offshore*
PSC Sampang	45,00	-	*PSC Sampang*
PSC West Papua IV	100,00	-	*PSC West Papua IV*
PSC Aru	100,00	-	*PSC Aru*
PSC Kofiau	100,00	-	*PSC Kofiau*
PSC South East Sangatta	100,00	-	*PSC South East Sangatta*
PSC Sokang Utara	100,00	-	*PSC North Sokang*
GKPB Sarulla Geothermal Operation	18,81	18,81	*JOCG Sarulla Geothermal Operation*

PSC: Kontrak Bagi Hasil
JOB: Badan Operasi Bersama
GMB: Gas Metana Batu Bara
GKPB: Grup Kontraktor Pengendalian Bersama

PSC: Production Sharing Contract
JOB: Joint Operating Body
CBM: Coal Bed Methane
JOCG: Joint Operation Contractor Group

iii. Grup mempunyai operasi bersama minyak dan gas atau Kontrak Jasa/Perjanjian Partisipasi dan Pembagian Ekonomi di luar negeri sebagai berikut:

iii. The Group has interests in the following overseas petroleum joint operations or Service Contracts/Participation and Economic Sharing Agreements as follows:

Operasi Bersama	Negara/*Country*	Hak Kepemilikan (%)/*Interest (%)* 2019	2018	*Joint Operations*
Blok 8/38	Thailand	100,00	-	*Block 8/38*
Nimr - Karim Area	Oman	58,50	51,00	*Nimr - Karim Area*
Blok 56 [2)]	Oman	50,00	50,00	*Block 56 [2)]*
Blok 47 Ghadames Basin [2)]	Libya	50,00	50,00	*Block 47 Ghadames Basin [2)]*
Blok 12W	Vietnam	31,88	-	*Block 12W*
Blok 5 [2)]	Mexico	23,33	-	*Block 5 [2)]*
Blok 9	Yaman/*Yemen*	21,25	21,25	*Block 9*
Blok 1 dan 4	Tanzania	20,00	-	*Block 1 and 4*
Blok 10 dan 12	Mexico	20,00	-	*Block 10 and 12*
East Cameron (EC) 316 [1)]	Amerika Serikat/*USA*	-	100,00	*East Cameron (EC) 316 [1)]*
East Cameron (EC) 317/318 *lease* [1)]	Amerika Serikat/*USA*	-	75,00	*East Cameron (EC) 317/318 lease [1)]*
Main Pass (MP) 64/65 *lease* [1)]	Amerika Serikat/*USA*	-	75,00	*Main Pass (MP) 64/65 lease [1)]*
Blok Bir Ben Tartar [1)]	Tunisia	-	100,00	*Block Bir Ben Tartar [1)]*
Blok Yasmin [1)]	Tunisia	-	100,00	*Block Yasmin [1)]*
Blok Sud Remada [1)]	Tunisia	-	100,00	*Block Sud Remada [1)]*
Blok Cosmos [1)]	Tunisia	-	80,00	*Block Cosmos [1)]*
Blok Jenein [1)]	Tunisia	-	65,00	*Block Jenein [1)]*
Blok Hammamet [1)]	Tunisia	-	54,00	*Block Hammamet [1)]*
Blok Borj El Khadra [1)]	Tunisia	-	10,00	*Block Borj El Khadra [1)]*
Blok Adam [1)]	Tunisia	-	5,00	*Block Adam [1)]*

1) Sejak tahun 2018, operasi Bersama ini telah diklasifikasikan sebagai tersedia untuk dijual (Catatan 36).
2) Sejak tahun 2019, operasi Bersama ini telah diklasifikasikan sebagai tersedia untuk dijual (Catatan 36).

1) Starting 2018, these joint operations have been classified as held for sale (Note 36).
2) Starting 2019, these joint operations have been classified as held for sale (Note 36).

1. UMUM (lanjutan)

d. Entitas Anak (lanjutan)

iv. Grup mempunyai pembangkit listrik dengan kapasitas terpasang sebagai berikut:

1. GENERAL (continued)

d. Subsidiaries (continued)

iv. The Group has power plants with the installed capacity as follows:

Entitas	Wilayah/*Region*	Kapasitas Terpasang (MW)/ *Installed Capacity (MW)* 2019	2018	*Entity*
PT Medco Power Indonesia	Batam	20	20	*PT Medco Power Indonesia*
PT Medco Power Indonesia	Sumatera Selatan/ *South Sumatera*	7	7	*PT Medco Power Indonesia*
PT Mitra Energi Batam	Batam	85	85	*PT Mitra Energi Batam*
PT Dalle Energy Batam	Batam	85	85	*PT Dalle Energy Batam*
PT Energi Listrik Batam	Batam	76	76	*PT Energi Listrik Batam*
PT Energi Prima Elektrika	Palembang	12	12	*PT Energi Prima Elektrika*
PT Multidaya Prima Elektrindo	Palembang	12	12	*PT Multidaya Prima Elektrindo*
Sarulla Operations Ltd	Sumatera Utara/ *North Sumatera*	330	330	*Sarulla Operations Ltd*
PT Bio Jatropha Indonesia	Jawa Barat/ *West Java*	9	9	*PT Bio Jatropha Indonesia*
PT Pembangkitan Pusaka Parahiangan	Jawa Barat/ *West Java*	9	9	*PT Pembangkitan Pusaka Parahiangan*

v. Grup melakukan sejumlah akuisisi dan divestasi/penjualan aset sebagaimana diungkapkan dalam Catatan 44.

vi. PT Medco Power Indonesia, melalui PT Medco Geopower Sarulla, memiliki kepemilikan sebesar 18,8075% pada Sarulla Geothermal Operation (Grup Kontraktror Pengendalian Bersama) ("GKPB"). GKPB ditunjuk untuk melakukan eksplorasi dan eksploitasi atas sumber energi geotermal pada area Sarulla dengan luas lahan sebesar 490 km^2 di Sumatera Utara dan untuk menghasilkan energi listrik dari sumber tersebut serta menjual kepada PT Perusahaan Listrik Negara (Persero).

v. The Group has undertaken acquisitions and divestments/sale of assets as disclosed in Note 44.

vi. PT Medco Power Indonesia, through PT Medco Geopower Sarulla, has interest of 18.8075% in the Sarulla Geothermal Operation (Joint Operation Contractor Group) ("JOCG"). The JOCG is engaged in the exploration and exploitation of geothermal energy resources in the Sarulla area with the size of approximately 490 km^2, in North Sumatera, and to generate electricity from those resources as well as sale to PT Perusahaan Listrik Negara (Persero).

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN

a. Dasar Penyusunan Laporan Keuangan Konsolidasian

Laporan keuangan konsolidasian telah disajikan sesuai dengan Standar Akuntansi Keuangan ("SAK"), yang terdiri dari Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan ("PSAK") dan Interpretasi Standar Akuntansi Keuangan ("ISAK") yang dikeluarkan oleh Dewan Standar Akuntansi Keuangan Ikatan Akuntan Indonesia dan Peraturan serta Pedoman Penyajian dan Pengungkapan Laporan Keuangan yang dikeluarkan oleh Otoritas Jasa Keuangan ("OJK").

Laporan keuangan konsolidasian telah disusun atas dasar akrual, kecuali untuk laporan arus kas konsolidasian, dengan menggunakan konsep biaya historis, kecuali untuk akun-akun tertentu yang diukur dengan dasar sebagaimana dijelaskan di dalam kebijakan akuntansi terkait.

Laporan arus kas konsolidasian yang disusun dengan menggunakan metode langsung, menyajikan penerimaan dan pengeluaran kas dimana arus kas diklasifikasikan menjadi aktivitas operasi, investasi dan pendanaan.

Mata uang pelaporan yang digunakan dalam penyusunan laporan keuangan konsolidasian adalah Dolar Amerika Serikat ("Dolar AS"), yang juga merupakan mata uang fungsional Perusahaan dan mata uang pelaporan Grup. Setiap entitas dalam Grup menentukan mata uang fungsionalnya masing-masing dan mengukur transaksinya dalam mata uang fungsional tersebut.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES

a. Basis of the Preparation of the Consolidated Financial Statements

The consolidated financial statements have been prepared in accordance with Indonesian Financial Accounting Standards ("SAK"), which comprise the Statements of Financial Accounting Standards ("PSAK") and Interpretations of Financial Accounting Standards ("ISAK") issued by the Financial Accounting Standards Board of the Indonesian Institute of Accountants and the Regulations and the Guidelines on Financial Statements Presentation and Disclosures issued by Financial Services Authority ("OJK").

The consolidated financial statements have been prepared on the accrual basis, except for consolidated statements of cash flows, using historical cost concept, except for certain accounts which are measured on the basis described in the relevant notes herein.

The consolidated statements of cash flows, which were prepared using the direct method, presents cash receipts and payments classified into operating, investing and financing activities.

The presentation currency used in the preparation of the consolidated financial statements is the United States Dollar ("US Dollar"), the Company's functional currency and the Group's presentation currency. Each entity in the Group determines its own functional currency and and measures its transactions in its respective functional currency.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

b. Prinsip Konsolidasi

Laporan keuangan konsolidasian terdiri dari laporan keuangan Perusahaan dan entitas anaknya seperti dijelaskan pada Catatan 1d.

Laporan keuangan konsolidasian meliputi laporan keuangan Perusahaan dan entitas anak ("Grup") pada tanggal 31 Desember setiap tahun. Kendali diperoleh bila Grup terekspos atau memiliki hak atas imbal hasil variabel dari keterlibatannya dengan *investee* dan memiliki kemampuan untuk mempengaruhi imbal hasil tersebut melalui kekuasaannya atas *investee*. Dengan demikian, Grup mengendalikan *investee* jika dan hanya jika Grup memiliki seluruh hal berikut ini:

(a) kekuasaan atas *investee*, yaitu hak yang ada saat ini yang memberi Grup kemampuan saat ini untuk mengarahkan aktivitas yang relevan dari *investee*;
(b) eksposur atau hak atas imbal hasil variabel dari keterlibatannya dengan *investee*; dan
(c) kemampuan untuk menggunakan kekuasaannya atas *investee* untuk mempengaruhi jumlah imbal hasil.

Bila Grup memiliki hak suara atau hak serupa kurang dari mayoritas dari suatu *investee*, Grup mempertimbangkan semua fakta dan keadaan yang relevan dalam mengevaluasi apakah mereka memiliki kekuasaan atas *investee,* termasuk:
(a) pengaturan kontraktual dengan pemilik hak suara lainnya dari *investee*;
(b) hak yang timbul atas pengaturan kontraktual lain; dan
(c) hak suara dan hak suara potensial yang dimiliki Grup.

Grup menilai kembali apakah mereka mengendalikan *investee* bila fakta dan keadaan mengindikasikan adanya perubahan terhadap satu atau lebih dari ketiga elemen pengendalian.

Entitas anak dikonsolidasi secara penuh sejak tanggal akuisisi, yaitu tanggal Perusahaan memperoleh pengendalian, sampai dengan tanggal kehilangan pengendalian. Aset, liabilitas, penghasilan dan beban dari entitas anak yang diakuisisi pada tahun tertentu disertakan dalam laporan keuangan konsolidasian sejak tanggal Grup memperoleh kendali sampai tanggal Grup tidak lagi mengendalikan entitas anak tersebut.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

b. Principles of Consolidation

The consolidated financial statements comprise the financial statements of the Company and its subsidiaries as described in Note 1d.

The consolidated financial statements include accounts of the Company and its subsidiaries ("Group") as at December 31 each year. Control is achieved when the Group is exposed, or has rights, to the variable returns from its involvement with the investee and has the ability to affect those returns through its power over the investee. Thus, the Group controls an investee if and only if the Group has all of the following:

(a) power over the investee, that is existing rights that give the Group the current ability to direct the relevant activities of the investee;
(b) exposure, or rights, to variable returns from its involvement with the investee; and
(c) the ability to use its power over the investee to affect its returns.

When the Group has less than a majority of the voting or similar rights of an investee, the Group considers all relevant facts and circumstances in assessing whether it has power over an investee, including:

(a) the contractual arrangement with the other vote holders of the investee;
(b) rights arising from other contractual arrangements; and
(c) the Group's voting rights and potential voting rights.

The Group re-assesses whether or not it controls an investee if facts and circumstances indicate that there are changes to one or more of the three elements of control.

Subsidiaries are fully consolidated from the date of acquisition, being the date on which the Company obtained control, and continue to be consolidated until the date such control ceases. Assets, liabilities, income and expenses of a subsidiary acquired during the year are included in the consolidated financial statements from the date the Group obtains control and until the date the Group ceases to control the subsidiary.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

b. Prinsip Konsolidasi (lanjutan)

Laporan keuangan (konsolidasian) entitas anak dibuat untuk periode pelaporan yang sama dengan Perusahaan, menggunakan kebijakan akuntansi yang konsisten.

Semua akun dan transaksi antar Grup yang material, termasuk keuntungan atau kerugian yang belum direalisasi, jika ada, dieliminasi untuk mencerminkan posisi keuangan dan hasil operasi Grup sebagai satu kesatuan usaha.

Perubahan dalam bagian kepemilikan entitas induk pada entitas anak, yang tidak mengakibatkan hilangnya pengendalian, dicatat sebagai transaksi ekuitas. Jika kehilangan pengendalian atas suatu entitas anak, maka Grup:

- menghentikan pengakuan aset (termasuk setiap *goodwill*) dan liabilitas entitas anak;
- menghentikan pengakuan jumlah tercatat setiap Kepentingan Non-pengendali ("KNP");
- menghentikan pengakuan akumulasi selisih penjabaran, yang dicatat di ekuitas, bila ada;
- mengakui nilai wajar pembayaran yang diterima;
- mengakui setiap sisa investasi pada nilai wajarnya;
- mengakui setiap perbedaan yang dihasilkan sebagai keuntungan atau kerugian dalam laba rugi; dan
- mereklasifikasi bagian induk atas komponen yang sebelumnya diakui sebagai penghasilan komprehensif lain ke laba rugi, atau mengalihkan secara langsung ke saldo laba.

KNP mencerminkan bagian atas laba atau rugi dan penghasilan komprehensif lain dan aset neto dari Entitas Anak yang dapat diatribusikan pada kepentingan ekuitas yang tidak dimiliki secara langsung maupun tidak langsung oleh Perusahaan, yang masing-masing disajikan dalam laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian dan dalam ekuitas pada laporan posisi keuangan konsolidasian, terpisah dari bagian yang dapat diatribusikan kepada pemilik entitas induk.

Laba rugi dan setiap komponen dari penghasilan komprehensif lain ("OCI") diatribusikan kepada pemilik entitas Induk dari Grup dan KNP, meskipun hal tersebut mengakibatkan KNP memiliki saldo defisit.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

b. Principles of Consolidation (continued)

The (consolidated) financial statements of the subsidiaries are prepared for the same reporting period as the Company, using consistent accounting policies.

All material intercompany accounts and transactions, including unrealized gains or losses, if any, are eliminated to reflect the financial position and the results of operations of the Group as one business entity.

A change in the parent's ownership in a subsidiary, without loss of control, is accounted for as an equity transaction. In case of loss of control over a subsidiary, the Group:

- *derecognizes the assets (including goodwill) and liabilities of the subsidiary;*
- *derecognizes the carrying amount of any Non-controlling Interest ("NCI");*
- *derecognizes the cumulative translation differences, recorded in equity, if any;*
- *recognizes the fair value of the consideration received;*
- *recognizes the fair value of any investment retained;*
- *recognizes any surplus or deficit in profit or loss; and*
- *reclassifies the parent's share of components previously recognized in other comprehensive income to profit or loss or retained earnings, as appropriate.*

NCI represents the portion of the profit or loss and other comprehensive income and net assets of the Subsidiaries attributable to equity interests that are not owned directly or indirectly by the Company, which are presented in the consolidated statements of profit or loss and other comprehensive income and under the equity section of the consolidated statements of financial position, respectively, separately from the corresponding portion attributable to the equity holders of the parent company.

Profit or loss and each component of other comprehensive income ("OCI") are attributed to the equity holders of the parent of the Group and to the NCI, even if this results in the NCI having a deficit balance.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

c. Kombinasi Bisnis

Kombinasi bisnis dicatat dengan menggunakan metode akuisisi. Biaya perolehan dari suatu akuisisi diukur dari nilai agregat imbalan yang dialihkan, diukur pada nilai wajar pada tanggal akuisisi dan jumlah setiap KNP pada pihak yang diakuisisi. Untuk setiap kombinasi bisnis, pihak pengakuisisi mengukur KNP pada entitas yang diakuisisi pada nilai wajar atau pada proporsi kepemilikan KNP atas aset neto yang teridentifikasi dari entitas yang diakuisisi. Biaya-biaya akuisisi yang timbul dibebankan langsung dan dicatat dalam "Beban Penjualan, Umum dan Administrasi".

Dalam suatu kombinasi bisnis yang dilakukan secara bertahap, pihak pengakuisisi mengukur kembali kepemilikan atas ekuitas yang dimiliki sebelumnya pada pihak yang diakuisisi berdasarkan nilai wajar pada tanggal akuisisi dan mengakui keuntungan atau kerugian yang terjadi dalam laba rugi.

Imbalan kontinjensi yang akan dibayarkan oleh pihak pengakuisisi diakui pada nilai wajar pada tanggal akuisisi. Perubahan nilai wajar atas imbalan kontinjensi setelah tanggal akuisisi yang diklasifikasikan sebagai aset atau liabilitas, akan diakui dalam laporan laba rugi atau sebagai pendapatan komprehensif lain sesuai dengan PSAK No. 55. Jika diklasifikasikan sebagai ekuitas, imbalan kontinjensinya tidak diukur kembali sampai penyelesaian terakhir dalam ekuitas.

Pada tanggal akuisisi, pertama kali *goodwill* diukur pada harga perolehan yang merupakan selisih lebih nilai agregat dari imbalan yang dibayarkan dan jumlah yang diakui untuk KNP dibandingkan dengan jumlah dari aset teridentifikasi dan liabilitas yang diperoleh. Jika imbalan tersebut kurang dari nilai wajar aset neto entitas anak yang diakuisisi, selisih tersebut diakui dalam laporan laba rugi.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

c. Business Combinations

Business combinations are accounted for using the acquisition method. The cost of an acquisition is measured as the aggregate of the consideration transferred, measured at acquisition date fair value and the amount of any NCI in the acquiree. For each business combination, the acquirer measures the NCI in the acquiree either at fair value or at the proportionate share of the acquiree's identifiable net assets. Transaction costs incurred are directly expensed and included in "Selling, General and Administrative Expenses".

If the business combination is achieved in stages, the acquisition date fair value of the acquirer's previously held equity interest in the acquiree is remeasured to fair value at the acquisition date and any resulting gain or loss is recognized in profit or loss.

Any contingent consideration to be transferred by the acquirer will be recognized at fair value at the acquisition date. Subsequent changes to the fair value of the contingent consideration which is deemed to be an asset or liability will be recognized in accordance with PSAK No. 55 either in profit or loss or as other comprehensive income. If the contingent consideration is classified as equity, it should not be remeasured until it is finally settled within equity.

At acquisition date, goodwill is initially measured at cost being the excess of the aggregate of the consideration transferred and the amount recognized for NCI over the net identifiable assets acquired and liabilities assumed. If this consideration is lower than the fair value of the net assets of the subsidiary acquired, the difference is recognized in profit or loss.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

c. Kombinasi Bisnis (lanjutan)

Setelah pengakuan awal, *goodwill* diukur pada jumlah tercatat dikurangi akumulasi kerugian penurunan nilai, jika ada. Untuk tujuan uji penurunan nilai, *goodwill* yang diperoleh dari suatu kombinasi bisnis dialokasikan sejak tanggal akuisisi kepada setiap unit penghasil kas ("UPK") dari Grup yang diharapkan akan memperoleh manfaat dari kombinasi tersebut, terlepas dari apakah aset atau liabilitas lain dari pihak yang mengakuisisi dialokasikan kepada UPK tersebut.

Jika *goodwill* telah dialokasikan pada suatu UPK dan operasi tertentu dalam UPK tersebut dilepas, maka *goodwill* yang terasosiasi dengan operasi yang dilepas tersebut dimasukkan dalam jumlah tercatat operasi tersebut ketika menentukan keuntungan atau kerugian dari pelepasan operasi. *Goodwill* yang dilepaskan tersebut diukur berdasarkan nilai relatif operasi yang dilepas dan porsi UPK yang ditahan.

Sesuai dengan ketentuan dalam PSAK No. 22, apabila proses akuntansi awal untuk kombinasi bisnis belum selesai pada akhir periode pelaporan pada saat kombinasi terjadi, Kelompok Usaha melaporkan jumlah sementara untuk pos-pos yang proses akuntansinya belum selesai dalam laporan keuangan konsolidasian. Selama periode pengukuran, Kelompok Usaha menyesuaikan secara retrospektif jumlah sementara yang diakui pada tanggal akuisisi untuk mencerminkan informasi baru yang diperoleh tentang fakta dan keadaan yang ada pada tanggal akuisisi dan, jika diketahui telah berdampak pada pengukuran jumlah yang diakui pada tanggal tersebut.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

c. Business Combinations (continued)

After initial recognition, goodwill is measured at cost less any accumulated impairment losses, if any. For the purpose of impairment testing, goodwill acquired in a business combination is allocated from the acquisition date to each of the Group's cash-generating units ("CGU") that are expected to benefit from the combination, irrespective of whether other assets or liabilities of the acquirer are assigned to those CGUs.

Where goodwill forms part of a CGU and part of the operation within that CGU is disposed of, the goodwill associated with the operation disposed of is included in the carrying amount of the operation when determining the gain or loss on disposal of the operation. Goodwill disposed of in this circumstance is measured based on the relative values of the operation disposed of and the portion of the CGU retained.

In accordance with the provision of PSAK No. 22, if the initial accounting for a business combination is incomplete by the end of the reporting period in which the combination occurs, the Group shall report in its consolidated financial statements provisional amounts for the items for which the accounting is incomplete. During the measurement period, the Group shall retrospectively adjust the provisional amounts recognized at the acquisition date to reflect new information obtained about facts and circumstances that existed as of the acquisition date and, if known, would have affected the measurement of the amounts recognized as of that date.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

c. Kombinasi Bisnis (lanjutan)

Kombinasi Bisnis Entitas Sepengendali

Berdasarkan PSAK No. 38, karena transaksi kombinasi bisnis entitas sepengendali tidak mengakibatkan perubahan substansi ekonomi kepemilikan atas bisnis yang dipertukarkan, transaksi tersebut diakui pada nilai tercatat berdasarkan metode penyatuan kepemilikan. Dalam menerapkan metode penyatuan kepemilikan, unsur-unsur laporan keuangan dari entitas yang bergabung, untuk tahun terjadinya kombinasi bisnis entitas sepengendali dan untuk tahun komparatif sajian, disajikan seolah-olah penggabungan tersebut telah terjadi sejak awal tahun entitas yang bergabung berada dalam sepengendalian. Selisih antara jumlah imbalan yang dialihkan dalam kombinasi bisnis entitas sepengendali atau jumlah imbalan yang diterima dalam pelepasan bisnis entitas sepengendali, jika ada, dengan nilai tercatat bisnis tersebut dicatat sebagai bagian dari akun "Tambahan Modal Disetor" pada laporan posisi keuangan konsolidasian.

d. Penentuan Nilai Wajar

Grup mengukur instrumen keuangan seperti derivatif dan investasi jangka pendek pada nilai wajar pada setiap tanggal pelaporan. Pengungkapan nilai wajar untuk instrumen keuangan disajikan dalam Catatan 42.

Nilai wajar adalah harga yang akan diterima untuk menjual suatu aset atau harga yang akan dibayar untuk mengalihkan suatu liabilitas dalam transaksi teratur antara pelaku pasar pada tanggal pengukuran. Pengukuran nilai wajar berdasarkan asumsi bahwa transaksi untuk menjual aset atau mengalihkan liabilitas terjadi di:

- Pasar utama untuk aset dan liabilitas tersebut; atau
- Jika tidak terdapat pasar utama, di pasar yang paling menguntungkan untuk aset atau liabilitas tersebut.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

c. Business Combinations (continued)

Business Combination of Entities Under Common Control

Under PSAK No. 38, since the transaction of business combination of entities under common control does not result in a change of the economic substance of the ownership of businesses which are exchanged, the said transaction is recognized at its carrying amount using the pooling-of-interest method. In applying the pooling-of-interest method, the components of the financial statements of the combining entities, for the year during which the business combination of entities under common control occurred and for the comparative year, are presented in such a manner as if the combination has occurred since the beginning of the year of the combining entity under common control. Difference in value of considerations transferred in a business combination of entities under common control or considerations received in a disposal of business of entities under common control, if any, with its carrying amount is recognized as part of "Additional Paid-in Capital" in the consolidated statements of financial position.

d. Determination of Fair Value

The Group measures financial instruments such as derivatives and short-term investments at fair value at each reporting date. Fair value related disclosures for financial instruments are disclosed in Note 42.

Fair value is the price that would be received to sell an asset or paid to transfer a liability in an orderly transaction between market participants at the measurement date. The fair value measurement is based on the presumption that the transaction to sell the asset or transfer the liability takes place either:

- *In the principal market for the asset or liability; or*
- *In the absence of a principal market, in the most advantageous market for the asset or liability.*

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

d. Penentuan Nilai Wajar (lanjutan)

Grup harus memiliki akses ke pasar utama atau pasar yang paling menguntungkan tersebut.

Nilai wajar aset dan liabilitas diukur menggunakan asumsi yang akan digunakan pelaku pasar ketika menentukan harga aset atau liabilitas tersebut, dengan asumsi bahwa pelaku pasar bertindak dalam kepentingan ekonomi terbaiknya.

Grup menggunakan teknik penilaian yang sesuai dalam keadaan dan dimana data yang memadai tersedia untuk mengukur nilai wajar, memaksimalkan penggunaan input yang dapat diobservasi yang relevan dan meminimalkan penggunaan input yang tidak dapat diobservasi.

Semua aset dan liabilitas yang nilai wajarnya diukur atau diungkapkan dalam laporan keuangan konsolidasian dikategorikan dalam hierarki nilai wajar, sebagaimana dijelaskan dibawah ini, berdasarkan tingkatan level input yang terendah yang signifikan terhadap pengukuran nilai wajar secara keseluruhan:

- Level 1 - harga kuotasian (tanpa penyesuaian) di pasar aktif untuk aset atau liabilitas yang identik.
- Level 2 - teknik penilaian di mana tingkat level input terendah yang signifikan terhadap pengukuran nilai wajar dapat diobservasi baik secara langsung atau tidak langsung.
- Level 3 - teknik penilaian dimana tingkat level input terendah yang signifikan terhadap pengukuran nilai wajar tidak dapat diobservasi baik secara langsung atau tidak langsung.

Untuk aset dan liabilitas yang diukur nilai wajarnya secara berulang dalam laporan keuangan konsolidasian, Grup menentukan apakah perpindahan antar level hierarki telah terjadi dengan melakukan evaluasi pengelompokan pada setiap akhir periode pelaporan.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

d. Determination of Fair Value (continued)

The principal or the most advantageous market must be accessible by the Group.

The fair value of an asset or a liability is measured using the assumptions that market participants would use when pricing the asset or liability, assuming that market participants act in their economic best interest.

The Group uses valuation techniques that are appropriate in the circumstances and for which sufficient data are available to measure fair value, maximizing the use of relevant observable inputs and minimizing the use of unobservable inputs.

All assets and liabilities for which fair value is measured or disclosed in the consolidated financial statements are categorized within the fair value hierarchy, described as follows, based on the lowest level input that is significant to the fair value measurement as a whole:

- *Level 1 - quoted (unadjusted) market prices in active markets for identical assets or liabilities.*
- *Level 2 - valuation techniques for which the lowest level input that is significant to the fair value measurement is directly or indirectly observable.*
- *Level 3 - valuation techniques for which the lowest level input that is significant to the fair value measurement is unobservable.*

For assets and liabilities that are recognized in the consolidated financial statements at fair value on a recurring basis, the Group determines whether transfers have occurred between levels in the hierarchy by re-assessing categorization at the end of each reporting period.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

e. Transaksi dan Saldo dalam Mata Uang Asing

Grup menerapkan PSAK No. 10 yang menggambarkan bagaimana memasukkan transaksi mata uang asing dan kegiatan usaha luar negeri dalam laporan keuangan entitas dan menjabarkan laporan keuangan ke dalam mata uang penyajian. Grup mempertimbangkan indikator utama dan indikator lainnya dalam menentukan mata uang fungsionalnya, dan jika ada indikator yang tercampur dan mata uang fungsional tidak jelas, manajemen menggunakan penilaian untuk menentukan mata uang fungsional yang paling tepat menggambarkan pengaruh ekonomi dari transaksi, kejadian dan kondisi yang mendasarinya.

Laporan keuangan konsolidasian disajikan dalam Dolar AS, yang merupakan mata uang fungsional Perusahaan dan mata uang penyajian Grup. Setiap entitas dalam Grup menentukan mata uang fungsionalnya sendiri dan laporan keuangannya diukur menggunakan mata uang fungsional.

Transaksi dan saldo

Seluruh aset dan liabilitas moneter dalam mata uang selain Dolar AS dijabarkan ke Dolar AS dengan menggunakan kurs tengah Bank Indonesia yang berlaku pada tanggal pelaporan. Keuntungan atau kerugian neto dari selisih kurs dikreditkan atau dibebankan ke operasi berjalan.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

e. Foreign Currency Transactions and Balances

The Group applies PSAK No. 10 which describes how to include foreign currency transactions and foreign operations in the financial statements of an entity and translate financial statements into a presentation currency. The Group considers the primary indicators and other indicators in determining its functional currency, and if indicators are mixed and the functional currency is not obvious, management uses its judgments to determine the functional currency that most faithfully represents the economic effects of the underlying transactions, events and conditions.

The consolidated financial statements are presented in US Dollar, which is the Company's functional currency and the Group's presentation currency. Each entity in the Group determines its own functional currency and their financial statements are measured using that functional currency.

Transactions and balances

All monetary assets and liabilities denominated in currencies other than US Dollar are translated to US Dollar at the Bank of Indonesia's middle exchange rates prevailing on the reporting date. The resulting net foreign exchange gains or losses are credited or charged to current operations.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

e. Transaksi dan Saldo dalam Mata Uang Asing (lanjutan)

Grup perusahaan

Untuk tujuan konsolidasi, aset dan liabilitas entitas anak, yang mempunyai mata uang fungsional selain Dolar AS dijabarkan ke mata uang penyajian Grup yaitu Dolar AS dengan menggunakan pedoman berikut ini:

(a) Aset dan liabilitas, baik moneter dan non-moneter, dijabarkan dengan menggunakan kurs tukar yang berlaku pada akhir tanggal pelaporan, sedangkan akun-akun ekuitas dijabarkan dengan menggunakan kurs tukar historis;
(b) Pendapatan dan beban serta arus kas dijabarkan dengan menggunakan kurs tukar rata-rata;
(c) Selisih kurs tukar yang terjadi dikreditkan atau dibebankan ke akun "Penghasilan Komprehensif Lain - Selisih Kurs karena Penjabaran Laporan Keuangan" yang disajikan pada bagian Ekuitas di laporan posisi keuangan konsolidasian, sampai pelepasan investasi neto yang bersangkutan atau kegiatan usaha luar negeri.

Kurs yang digunakan pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018 atas saldo dalam mata uang asing yang signifikan adalah sebagai berikut:

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

e. Foreign Currency Transactions and Balances (continued)

Group companies

For consolidation purposes, assets and liabilities of subsidiaries with functional currency other than US Dollar are translated into the Group presentation currency which is the US Dollar using the following basis:

(a) Assets and liabilities, both monetary and non-monetary, are translated using the rates of exchange prevailing at the end of financial reporting date, while equity accounts are translated using historical rates of exchange;
(b) Revenues and expenses and cash flows are translated using average rates of exchange;
(c) The resulting foreign exchange differences arising on translation for consolidation are recognized in "Other Comprehensive Income - Translation Adjustments", under the Equity section of the consolidated statements of financial position, until the disposal of the net investment or the foreign operation.

At December 31, 2019 and 2018, the exchange rates used for significant foreign currency-denominated balances are as follows:

	2019	2018	
Rupiah/AS$1	0,000072	0,000069	*Rupiah/US$1*
Euro/AS$1	1,1214	1,1436	*Euro/US$1*
Dolar Australia/AS$1	0,7006	0,7052	*Australian Dollar/US$1*
Dolar Singapura/AS$1	0,7424	0,7322	*Singapore Dollar/US$1*
Poundsterling Britania Raya/AS$1	1,3129	1,2688	*Great Britain Poundsterling/US$1*
Thailand Baht/AS$1	0,0335	0,0307	*Thailand Baht /US$1*
Vietnam Dong/AS$1	0,000043	0,000043	*Vietnam Dong/US$1*

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

f. Transaksi-transaksi dengan Pihak-pihak Berelasi

Grup mempunyai transaksi dengan pihak berelasi sebagaimana didefinisikan pada PSAK No. 7.

Transaksi ini dilakukan berdasarkan persyaratan yang disetujui oleh kedua belah pihak. Beberapa persyaratan tersebut mungkin tidak sama dengan persyaratan yang dilakukan dengan pihak-pihak yang tidak berelasi.

Seluruh transaksi dan saldo dengan pihak-pihak berelasi yang signifikan diungkapkan dalam catatan atas laporan keuangan konsolidasian.

g. Setara Kas dan Kas di Bank dan Deposito Berjangka yang Dibatasi Penggunaannya

Deposito berjangka dan investasi jangka pendek lainnya dengan jangka waktu tiga bulan atau kurang sejak tanggal penempatan yang tidak digunakan sebagai jaminan atau dibatasi penggunaannya, diklasifikasikan sebagai "Setara Kas".

Deposito dan rekening bank yang dibatasi penggunaannya yang akan digunakan untuk membayar utang yang jatuh tempo dalam satu tahun disajikan sebagai aset lancar. Rekening bank lainnya dan deposito berjangka yang dipakai sebagai agunan atau dibatasi penggunaannya disajikan sebagai aset tidak lancar.

h. Persediaan

Persediaan minyak mentah, suku cadang dan perlengkapan untuk operasi dinyatakan sebesar biaya perolehan atau nilai realisasi neto, mana yang lebih rendah. Biaya perolehan ditentukan dengan menggunakan metode rata-rata tertimbang atau metode rata-rata. Nilai realisasi neto adalah estimasi harga jual yang wajar di dalam proses usaha normal setelah dikurangi dengan estimasi biaya untuk menyelesaikan dan estimasi biaya penjualannya yang diperlukan. Cadangan untuk penurunan nilai keusangan persediaan ditentukan berdasarkan penelaahan terhadap keadaan masing-masing persediaan pada akhir periode/tahun.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

f. Transactions with Related Parties

The Group has transactions with related parties as defined in PSAK No. 7.

The transactions are made based on terms agreed by the parties. Such terms may not be the same as those of the transactions between unrelated parties.

All significant transaction and balances with related parties are disclosed in the notes to the consolidated financial statements.

g. Cash Equivalents and Restricted Cash in Banks and Time Deposits

Time deposits and other short-term investments with a maturity date of three months or less at the time of placement which are not used as collateral or are not restricted as to use, are classified as "Cash Equivalents".

Restricted time deposits and cash in banks which will be used to pay currently maturing obligations is presented under current assets. Other current accounts and time deposits which are pledged or restricted as to use are presented under non-current assets.

h. Inventories

Inventories of crude oil, spare parts and supplies used for operations are stated at cost or net realizable value, whichever is lower. Cost is determined using the weighted average method or the average method. Net realizable value is a reasonable selling price in normal process less the estimated costs of completion and estimated costs necessary to make the sale. Allowance for decline in value and obsolescence of inventories is provided based on a review of the individual inventory items at the end of the period/year.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

i. Beban Dibayar Di muka

Beban dibayar di muka diamortisasi selama masa manfaat dengan menggunakan metode garis lurus.

j. Aset Tetap

Aset tetap, kecuali tanah, dinyatakan sebesar biaya perolehan dikurangi akumulasi penyusutan dan penurunan nilai. Biaya perolehan aset tetap termasuk biaya penggantian bagian dari aset tetap pada saat terjadinya biaya, jika kriteria pengakuannya terpenuhi. Demikian pula, ketika pemeriksaan utama dilakukan, biaya pemeriksaan diakui sebagai nilai tercatat aset sebagai penggantian jika kriteria pengakuan terpenuhi. Semua biaya perbaikan dan perawatan yang tidak memenuhi kriteria pengakuan diakui pada laporan laba rugi pada saat terjadinya.

Penyusutan dihitung dengan menggunakan metode garis lurus berdasarkan estimasi masa manfaat ekonomis aset tetap sebagai berikut:

	Tahun/ *Years*	
Bangunan dan prasarana	20	*Buildings and improvements*
Mesin	8 - 25	*Machinery*
Peralatan dan perlengkapan pengeboran	8 - 16	*Drilling rigs and equipment*
Kendaraan bermotor	4 - 10	*Vehicles*
Leasehold improvements	3 - 8	*Leasehold improvements*
Peralatan kantor dan lainnya	3 - 5	*Office and other equipment*
Peralatan	4	*Tools*
Aset sewa guna usaha	4	*Assets under finance lease*

Tanah dinyatakan berdasarkan biaya perolehan dan tidak disusutkan.

Biaya pengurusan legal hak atas tanah dalam bentuk Hak Guna Bangunan ("HGB") yang dikeluarkan ketika tanah diperoleh pertama kali diakui sebagai bagian dari biaya perolehan tanah pada akun "Aset Tetap" dan tidak diamortisasi. Sementara biaya pengurusan perpanjangan atau pembaruan legal hak atas tanah diakui sebagai aset tak berwujud dan diamortisasi sepanjang umur hukum hak atau umur ekonomis tanah, mana yang lebih pendek.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

i. Prepaid Expenses

Prepaid expenses are amortized over their beneficial periods using the straight-line method.

j. Property, Plant and Equipment

Property, plant and equipment, except land, are stated at cost less accumulated depreciation and impairment losses. Such cost includes the cost of replacing part of the property, plant and equipment when that cost is incurred, if the recognition criteria are met. Likewise, when a major inspection is performed, its cost is recognized in the carrying amount of the property, plant and equipment as a replacement if the recognition criteria are satisfied. All other repairs and maintenance costs that do not meet the recognition criteria are recognized in profit or loss as incurred.

Depreciation is computed using the straight-line method based on the estimated useful lives of the property, plant and equipment as follows:

Land is stated at cost and is not depreciated.

The legal cost of land rights in the form of Building Usage Rights ("HGB") incurred when the land was acquired initially is recognized as part of the cost of the land under "Property, Plant and Equipment" account and not amortized. Meanwhile the extension or the legal renewal costs of land rights are recognized as intangible assets and amortized over the shorter of the rights' legal life or land's economic life.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

j. Aset Tetap (lanjutan)

Aset tetap dihentikan pengakuannya dari laporan posisi keuangan konsolidasian pada saat penjualan atau saat tidak ada manfaat masa depan dari penggunaan atau penjualan aset tersebut. Segala keuntungan dan kerugian yang timbul dari penghentian pengakuan aset (dihitung sebagai perbedaan hasil penjualan neto dan nilai tercatat dari aset) diakui dalam laporan laba rugi pada saat aset dihentikan pengakuannya.

Nilai sisa aset, estimasi umur ekonomis dan metode penyusutan ditelaah dan disesuaikan secara prospektif setiap tanggal pelaporan keuangan, jika memadai.

Aset tetap dalam pembangunan dinyatakan sebesar biaya perolehan. Akumulasi biaya perolehan direklasifikasi ke akun aset tetap yang bersangkutan pada saat pembangunan selesai dan aset tersebut telah siap untuk digunakan.

k. Investasi pada Entitas Asosiasi dan Ventura Bersama

Entitas asosiasi adalah entitas yang mana Grup memiliki pengaruh signifikan. Pengaruh signifikan adalah kekuasaan untuk berpartisipasi dalam keputusan kebijakan keuangan dan operasional *investee*, tetapi tidak mengendalikan atau mengendalikan bersama atas kebijakan tersebut.

Ventura bersama adalah pengaturan bersama yang para pihaknya memiliki pengendalian bersama atas pengaturan memiliki hak atas aset neto dari ventura bersama. Pengendalian bersama adalah persetujuan kontraktual untuk berbagi pengendalian atas suatu pengaturan, yang ada hanya ketika keputusan tentang aktivitas relevan mensyaratkan persetujuan dengan suara bulat dari seluruh pihak yang berbagi pengendalian.

Sesuai dengan metode ekuitas, investasi pada entitas asosiasi dan ventura bersama diakui pada awalnya sebesar biaya perolehan. Nilai tercatat investasi tersebut selanjutnya disesuaikan untuk mengakui perubahan pasca perolehan dalam bagian Grup atas aset neto dari entitas asosiasi dan ventura bersama tersebut sejaka tanggal akuisisi. *Goodwill* sehubungan dengan entitas asosiasi diakui dalam nilai tercatat investasi dan tidak diamortisasi maupun dilakukan pengujian penuruan nilai secara individual.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

j. Property, Plant and Equipment (continued)

An item of property, plant and equipment is derecognized from the consolidated statements of financial position upon disposal or when no future economic benefits are expected from its use or disposal. Any gain or loss arising on derecognition of the asset (calculated as the difference between the net disposal proceeds and the carrying amount of the asset) is recognized in profit or loss in the period the asset is derecognized.

The assets' residual values, useful lives and method of depreciation are reviewed and adjusted prospectively, if appropriate, at each financial reporting date.

Construction in progress is stated at cost. The accumulated costs are reclassified to the appropriate property, plant and equipment account when the construction is substantially completed and the asset is ready for its intended use.

k. Investment in Associates and Joint Ventures

An associate is an entity over which the Group has significant influence. Significant influence is the power to participate in the financial and operating policy decisions of the investee, but not control or joint control over those policies.

A joint venture is a type of joint arrangement whereby the parties that have joint control of the arrangement have rights to the net assets of the joint venture. Joint control is the contractually agreed sharing of control of an arrangement, which exists only when decisions about the relevant activities require unanimous consent of the parties sharing control.

Under the equity method, the investment in an associate and joint venture is initially recognized at cost. The carrying amount of the investment is adjusted to recognize changes in the Group's share of net assets of the associate and joint venture since the acquisition date. Goodwill relating to the associate and joint venture is included in the carrying amount of the investment and is neither amortized nor individually tested for impairment.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

k. Investasi pada Entitas Asosiasi dan Ventura Bersama (lanjutan)

Laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian mencerminkan bagian Grup atas hasil operasi dari entitas asosiasi dan ventura bersama. Bila terdapat perubahan dalam pendapatan komprehensif lainnya pada entitas asosiasi dan ventura bersama, disajikan sebagai pendapatan komprehensif lainnya Grup. Bila terdapat perubahan yang diakui langsung pada ekuitas dari entitas asosiasi, Grup mengakui bagiannya atas perubahan tersebut dan mengungkapkan hal ini, jika dapat diterapkan, dalam laporan perubahan ekuitas konsolidasian. Laba atau rugi yang belum direalisasi sebagai hasil dari transaksi antara Grup dengan entitas asosiasi dan ventura bersama dieliminasi pada jumlah sesuai dengan jumlah kepentingan Grup dalam entitas asosiasi dan ventura bersama.

Laporan keuangan entitas asosiasi dan ventura bersama disusun untuk periode pelaporan yang sama dengan Grup. Jika diperlukan, penyesuaian dilakukan untuk menyeragamkan dengan kebijakan akuntansi Grup.

Setelah penerapan metode ekuitas, Grup menentukan apakah diperlukan untuk mengakui rugi penurunan nilai atas investasi dalam entitas asosiasi dan ventura bersama.

Grup menentukan pada setiap tanggal pelaporan apakah terdapat bukti yang obyektif yang mengindikasikan bahwa investasi dalam entitas asosiasi mengalami penurunan nilai. Dalam hal terdapat bukti yang obyektif, Grup menghitung jumlah penurunan nilai berdasarkan selisih antara jumlah terpulihkan atas investasi dalam entitas asosiasi dan ventura bersama dan nilai tercatatnya dan mengakui kerugian tersebut sebagai "Bagian laba (rugi) dari entitas asosiasi dan ventura bersama" di dalam laporan laba rugi.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

k. Investment in Associates and Joint Ventures (continued)

The consolidated statements of profit or loss and other comprehensive income reflects the Group's share of the results of operations of the associates and joint venture. Any change in other comprehensive income (OCI) of those investees is presented as part of the Group's OCI. In addition, when there has been a change recognized directly in the equity of the associate, the Group recognizes its share of any changes, when applicable, in the consolidated statements of changes in equity. Unrealized gains and losses resulting from transactions between the Group and the associate and joint venture are eliminated to the extent of the interest in the associate and joint venture.

The financial statements of the associate and joint venture are prepared for the same reporting period as the Group. When necessary, adjustments are made to bring their accounting policy in line with those of the Group.

After application of the equity method, the Group determines whether it is necessary to recognize an impairment loss on its investment in its associate and joint venture.

At its reporting date, the Group determines whether there is objective evidence that the investment in the associate is impaired. If there is such evidence, the Group calculates the amount of impairment as the difference between the recoverable amount of the associate and joint venture and its carrying value, and then recognizes the loss as "Share of net income (loss) of associates and joint venture" in the profit or loss.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

k. Investasi pada Entitas Asosiasi dan Ventura Bersama (lanjutan)

Pada saat kehilangan pengaruh signifikan terhadap entitas asosiasi dan ventura bersama, Grup mengukur dan menilai investasi yang tersisa pada nilai wajarnya. Selisih yang timbul atas nilai tercatat dengan nilai wajarnya pada saat kehilangan pengaruh signifikan dan hasil yang diterima pada saat pelepasan diakui dalam laporan laba rugi.

Investasi dicatat dengan menggunakan metode ekuitas sejak tanggal investasi tersebut memenuhi definisi entitas asosiasi atau ventura bersama. Pada saat perolehan investasi, setiap selisih antara biaya perolehan investasi dengan bagian entitas atas nilai wajar neto aset dan liabilitas teridentifikasi dari *investee* dicatat dengan cara sebagai berikut:

a) *Goodwill* yang terkait dengan entitas asosiasi atau ventura bersama termasuk dalam jumlah tercatat investasi. Amortisasi *goodwill* tersebut tidak diperkenankan.
b) Setiap selisih lebih bagian entitas atas nilai wajar neto aset dan liabilitas teridentifikasi dari *investee* terhadap biaya perolehan investasi dimasukkan sebagai penghasilan dalam menentukan bagian entitas atas laba rugi entitas asosiasi atau ventura bersama pada periode investasi diperoleh.

Penyesuaian terhadap bagian entitas atas laba rugi entitas asosiasi atau ventura bersama setelah akuisisi dilakukan untuk mencatat, sebagai contoh, penyusutan dari aset berdasarkan nilai wajarnya pada tanggal perolehan. Sedangkan, penyesuaian terhadap bagian entitas atas laba rugi entitas asosiasi atau ventura bersama setelah akuisisi dilakukan atas rugi penurunan nilai yang diakui, misalnya *goodwill* atau aset tetap.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

k. Investment in Associates and Joint Ventures (continued)

Upon loss of significant influence over the associate and joint venture, the Group measures and recognizes any retained investment at its fair value. Any difference between the carrying amount of the associate upon loss of significant influence or joint control and the fair value of the retained investment and proceeds from disposal is recognized in profit or loss.

An investment is accounted for using the equity method from the date on which it becomes an associate or a joint venture. On acquisition of the investment, any difference between the cost of the investment and the entity's share of the net fair value of the investee's identifiable assets and liabilities is accounted for as follows:

a) Goodwill relating to an associate or a joint venture is included in the carrying amount of the investment. Amortisation of that goodwill is not permitted.
b) Any excess of the entity's share of the net fair value of the investee's identifiable assets and liabilities over the cost of the investment is included as income in the determination of the entity's share of the associate's or joint venture's profit or loss in the period in which the investment is acquired.

Appropriate adjustments to the entity's share of the associate's or joint venture's profit or loss after acquisition are made in order to account, for example, for depreciation of the depreciable assets based on their fair values at the acquisition date. Similarly, appropriate adjustments to the entity's share of the associate's or joint venture's profit or loss after acquisition are made for impairment losses such as for goodwill or property, plant and equipment.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

l. Aset dalam Sewa Pembiayaan

Penentuan apakah suatu perjanjian merupakan perjanjian sewa atau perjanjian yang mengandung sewa didasarkan atas substansi perjanjian pada tanggal awal sewa dan apakah pemenuhan perjanjian tergantung pada penggunaan suatu aset dan perjanjian tersebut memberikan suatu hak untuk menggunakan aset tersebut. Sewa yang mengalihkan secara substansial seluruh risiko dan manfaat yang terkait dengan kepemilikan aset, diklasifikasikan sebagai sewa pembiayaan. Selanjutnya, suatu sewa diklasifikasikan sebagai sewa operasi, jika sewa tidak mengalihkan secara substansial seluruh risiko dan manfaat yang terkait dengan kepemilikan aset.

Grup sebagai *lessee*

Dalam sewa pembiayaan, Grup mengakui aset dan liabilitas dalam laporan posisi keuangan konsolidasian pada awal masa sewa, sebesar nilai wajar aset sewaan atau sebesar nilai kini dari pembayaran sewa minimum, jika nilai kini lebih rendah dari nilai wajar. Pembayaran sewa dipisahkan antara bagian yang merupakan beban keuangan dan bagian yang merupakan pelunasan liabilitas sewa. Beban keuangan dialokasikan setiap periode selama masa sewa, sehingga menghasilkan tingkat suku bunga periodik yang konstan atas saldo liabilitas.

Sewa kontinjen dibebankan pada periode terjadinya. Beban keuangan dicatat dalam laporan laba rugi. Aset sewaan (disajikan sebagai bagian aset tetap) disusutkan selama jangka waktu yang lebih pendek antara umur manfaat aset sewaan dan periode masa sewa, jika tidak ada kepastian yang memadai bahwa Grup akan mendapatkan hak kepemilikan pada akhir masa sewa.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

l. Assets under Finance Lease

The determination of whether an arrangement is, or contains a lease is based on the substance of the arrangement at inception date and whether the fulfillment of the arrangement is dependent on the use of a specific asset and the arrangement conveys a right to use the asset. Leases that transfer substantially to the lessee all the risks and rewards incidental to ownership of the leased item are classified as finance leases. Moreover, leases which do not transfer substantially all the risks and rewards incidental to ownership of the leased item are classified as operating leases.

The Group as lessee

Under a finance lease, the Group recognizes assets and liabilities in its consolidated statements of financial position at amounts equal to the fair value of the leased property or, if lower, the present value of the minimum lease payments, each determined at the inception of the lease. Minimum lease payments are apportioned between the finance charge and the reduction of the outstanding liability. The finance charge is allocated to each period during the lease term so as to produce a constant periodic rate of interest on the remaining balance of the liability.

Contingent rents are charged as expenses in the periods in which they are incurred. Finance charges are reflected in profit or loss. Capitalized leased assets (presented under the account property, plant and equipment) are depreciated over the shorter of the estimated useful life of the assets and the lease term, if there is no reasonable certainty that the Group will obtain ownership by the end of the lease term.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

l. Aset dalam Sewa Pembiayaan (lanjutan)

Grup sebagai *lessor*

Dalam sewa operasi, Grup menyajikan aset yang menjadi sewa operasi dalam laporan posisi keuangan konsolidasian sesuai sifat aset. Biaya langsung awal yang dikeluarkan dalam negosiasi sewa operasi ditambahkan ke nilai tercatat dari aset sewaan dan diakui selama masa sewa dengan dasar yang sama dengan pendapatan sewa. Sewa kontinjen, jika ada, diakui sebagai pendapatan pada periode perolehannya. Pendapatan sewa dari sewa operasi diakui sebagai pendapatan dengan metode garis lurus selama masa sewa.

Dalam sewa pembiayaan, Grup mengakui aset berupa piutang sewa pembiayaan dalam laporan posisi keuangan konsolidasi sebesar jumlah yang sama dengan investasi sewa neto yaitu, jumlah agregat dari (i) pembayaran sewa minimum yang akan diterima *lessor* dalam sewa pembiayaan dan (ii) nilai residu yang tidak dijamin yang menjadi hak *lessor* didiskontokan dengan suku bunga implisit dalam sewa. Selisih antara investasi sewa neto dan investasi sewa bruto (jumlah agregat dari pembayaran sewa minimum yang akan diterima *lessor* dalam sewa pembiayaan dan nilai residu yang tidak dijamin yang menjadi hak *lessor*) dialokasikan sebagai pendapatan keuangan selama masa sewa didasarkan pada suatu pola yang mencerminkan suatu tingkat pengembalian periodik yang konstan atas investasi neto.

Laba atau rugi dari transaksi jual-dan-sewa balik yang merupakan sewa pembiayaan, ditangguhkan dan diamortisasi dengan menggunakan metode garis lurus selama masa sewa.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

l. Assets under Finance Lease (continued)

The Group as lessor

Under an operating lease, the Group present assets subject to operating leases in the consolidated statements of financial position according to the nature of the asset. Initial direct costs incurred in negotiating an operating lease are added to the carrying amount of the leased asset and recognized over the lease term on the same basis as rental income. Contingent rents, if any, are recognized as revenue in the periods in which these are earned. Lease income from operating leases is recognized as income on the straight-line method over the lease term.

Under a finance lease, the Group recognizes an asset in the form of finance lease receivable in its consolidated statements of financial position in the amount of the net investment in finance lease which is the aggregate amount of (i) the minimum lease payments to be received by the lessor under the finance lease and (ii) unguaranteed residual value which becomes a right of the lessor, discounted at interest rate implicit in the lease. The difference between the net investment in finance lease and the gross investment in finance lease (representing the aggregate amount of the minimum lease payments to be received by the lessor under the finance lease and unguaranteed residual value which becomes the right of the lessor) is allocated as finance income over the term of the lease so as to produce a constant periodic rate of return on the net investment.

Gain or loss on sale-and-leaseback transactions where the leaseback is a finance lease, is deferred and amortized using the straight-line method over the lease term.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

m. Aset Konsesi

GKPB dan MRPR menerapkan ISAK No. 16, "Perjanjian Konsesi Jasa". ISAK No. 16 menetapkan kriteria pengendalian untuk perjanjian konsesi:

- Pemberi konsesi mengendalikan atau mengatur jasa apa yang harus diberikan oleh operator menggunakan infrastruktur, kepada siapa jasa harus diberikan, dan berapa harganya, dan
- Pemberi konsesi mengendalikan nilai sisa signifikan dalam infrastruktur pada akhir masa perjanjian melalui kepemilikan, hak manfaat, atau bentuk lain.

Ciri umum adalah:

- Pihak yang memberikan perjanjian jasa (pemberi konsesi) merupakan entitas sektor publik, termasuk badan pemerintah, atau entitas sektor swasta yang telah diberikan tanggung jawab atas jasa tersebut.
- Operator bertanggung jawab setidaknya untuk sebagian pengelolaan infrastruktur dan jasa terkait dan tidak hanya bertindak sebagai agen untuk kepentingan pemberi konsesi.
- Kontrak menerapkan harga awal yang akan dikenakan oleh operator dan mengatur perubahan harga selama periode perjanjian jasa.
- Operator diwajibkan untuk menyerahkan infrastruktur kepada pemberi konsesi pada akhir periode perjanjian dalam kondisi yang telah ditentukan, dengan sedikit atau tanpa imbalan tambahan, terlepas dari pihak yang awalnya membiayai infrastruktur.

Karena Kontrak Operasi Bersama ("JOC") dan Kontrak Penjualan Energi ("ESC") mempunyai ciri umum perjanjian jasa dan infrastruktur yang timbul dari kontrak tersebut dikendalikan oleh pemberi konsesi, kontrak tersebut dianggap sebagai perjanjian konsesi jasa. ESC memberikan jaminan ambil atau bayar yang berarti bahwa operator memiliki hak tak bersyarat untuk menerima kas atau aset keuangan lainnya dari pemberi konsesi. Oleh karena itu, GKPB menerapkan model aset keuangan untuk perjanjian konsesi jasanya.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

m. Concession Financial Assets

The JOCG and MRPR applies ISAK No. 16, "Service Concession Arrangements". ISAK No. 16 sets out the control criteria for concession arrangements:

- *The grantor controls or regulates the services that the operator must provide using the infrastructure, to whom it must provide them, and at what price, and*
- *The grantor controls any significant residual interest in the infrastructure at the end of the concession term through ownership, beneficial entitlement or otherwise.*

The common features are:

- *The party granting the service arrangement (the grantor) is a public sector entity, including a governmental body, or a private sector entity to which the responsibility for the service has been devolved.*
- *The operator is responsible for at least some of the management of the infrastructure and related services and does not merely act as an agent on behalf of the grantor.*
- *The contract sets the initial prices to be levied by the operator and regulates price revisions over the period of the service arrangement.*
- *The operator is obliged to hand over the infrastructure to the grantor in a specified condition at the end of the period of arrangement, for little or no incremental consideration, irrespective of which party initially financed it.*

Since the Joint Operation Contract ("JOC") and Energy Sales Contract ("ESC") have common features of a concession arrangement and the infrastructure arising from those contracts is controlled by the grantor, those contracts are considered service concession arrangements. The ESC provides take or pay guarantees which means the operator has an unconditional right to receive cash or another financial asset from the grantor. As such, the JOCG applies the financial asset model for its service concession arrangement.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

n. Aset Minyak dan Gas Bumi

Aset minyak dan gas bumi disajikan sebagai biaya perolehan, dikurangi akumulasi deplesi/depresiasi dan akumulasi kerugian penurunan nilai.

Biaya awal aset terdiri dari harga beli atau biaya konstruksi (jika sebelumya aset diklasifikasikan sebagai aset dalam pengembangan), biaya-biaya yang terkait untuk mengoperasikan aset, estimasi awal kewajiban penghentian aset dan, untuk aset yang memenuhi (yang relevan), biaya pinjaman. Harga beli atau biaya konstruksi adalah jumlah keseluruhan yang dibayarkan dan nilai wajar atau pertimbangan lain terhadap aset yang diperoleh.

Biaya pengeboran sumur pengembangan dan sumur tes stratigrafi tahap pengembangan, *platform*, perlengkapan sumur dan fasilitas produksi terkait, dikapitalisasi sebagai aset sumur, perlengkapan dan fasilitas dalam pengerjaan. Biaya tersebut dipindahkan ke aset sumur, perlengkapan dan fasilitas terkait pada saat pengeboran atau konstruksi selesai.

Penyusutan, deplesi dan amortisasi atas aset minyak dan gas bumi, kecuali untuk aset sumur, perlengkapan dan fasilitas dalam pengerjaan, dihitung dengan menggunakan metode satuan unit produksi, dengan menggunakan produksi kotor yang dibagi dengan cadangan kotor yang terbukti dan telah dikembangkan untuk asset sumur dan dibagi dengan cadangan kotor yang terbukti dan telah dikembangkan dan terbukti dan belum dikembangkan untuk asset fasilitas. Penyusutan atas fasilitas pendukung dan peralatan dihitung dengan menggunakan metode garis lurus selama 4 sampai dengan 20 tahun.

Entitas anak yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi tidak mempunyai kepemilikan secara hukum atas aset produksi maupun atas cadangan minyak dan gas bumi, tetapi mempunyai hak untuk mengoperasikan aset tersebut dan menerima bagian dari produksi dan/atau pendapatan dari penjualan minyak dan gas bumi sesuai dengan kontrak yang berlaku.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

n. Oil and Gas Properties

Oil and gas properties are stated at cost, less accumulated depletion/depreciation and accumulated impairment losses.

The initial cost of an asset comprises its purchase price or construction cost (if the asset was previously classified as assets in development), any costs directly attributable to bringing the asset into operation, the initial estimate of the decommissioning obligation and, for qualifying assets (where relevant), borrowing costs. The purchase price or construction cost is the aggregate amount paid and the fair value of any other consideration given to acquire the asset.

The costs of drilling of development wells and development-type stratigraphic test wells, platforms, well equipment and related production facilities, are capitalized as uncompleted wells, equipment and facilities. Such costs are transferred to wells and related equipment and facilities upon completion.

Depreciation, depletion and amortization of oil and gas properties, except uncompleted wells, equipment and facilities, are calculated based on the unit-of-production method, using the gross production divided by gross proved and developed reserves for wells and divided by gross proved and developed and gross proved and undeveloped reserves for facilities. Depreciation for support facilities and equipment is calculated using straight-line method over 4 to 20 years.

The subsidiaries engaged in exploration and production of oil and gas have no legal ownership in the producing assets and oil and gas reserves, but rather have the right to operate the assets and receive a share of production and/or revenues from the sale of oil and gas in accordance with the respective contracts.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

o. Aset Eksplorasi dan Evaluasi

Beban eksplorasi dan evaluasi termasuk biaya geologi dan geofisika, biaya pengeboran sumur eksplorasi termasuk biaya pengeboran sumur tes stratigrafi tahap eksplorasi, dan biaya lainnya yang terkait untuk mengevaluasi kelayakan teknis dan komersialitas dari minyak dan gas yang diekstraksi dikapitalisasi dan disajikan terpisah sebagai Aset Eksplorasi dan Evaluasi di laporan posisi keuangan konsolidasian.

Jika tidak ditemukan potensi cadangan yang secara ekonomis dapat diperoleh, aset eksplorasi dan evaluasi dihapus melalui laba rugi sebagai sumur kering. Jika cadangan terbukti ditemukan dan layak dikembangkan tergantung pada aktivitas penilaian lebih lanjut, pengeluaran disajikan sebagai aset eksplorasi dan evaluasi pada saat kegiatan mengevaluasi kelayakan tersebut sedang berlangsung.

Pemulihan aset eksplorasi dan evaluasi tergantung pada keberhasilan pengembangan dan eksploitasi komersial daerah pengembangan (*area of interest*) tersebut. Aset eksplorasi dan evaluasi diuji untuk penurunan nilai bila fakta dan kondisi mengindikasikan bahwa jumlah tercatatnya mungkin melebihi jumlah terpulihkannya. Dalam keadaan tersebut, maka entitas harus mengukur, menyajikan dan mengungkapkan rugi penurunan nilai terkait sesuai dengan PSAK No. 48.

Aset eksplorasi dan evaluasi ditransfer ke "Aset minyak dan gas bumi" pada akun "Aset minyak dan gas bumi" setelah ditetapkan bahwa sumur memiliki nilai ekonomis untuk dikembangkan.

p. Saham Treasuri

Perolehan kembali modal saham sebagai saham treasuri yang akan diterbitkan kembali di masa yang akan datang dicatat dengan menggunakan metode nilai nominal. Berdasarkan metode ini, nilai nominal saham treasuri disajikan sebagai pengurang akun modal saham. Apabila saham treasuri tersebut semula diterbitkan dengan harga di atas nilai nominal, akun tambahan modal disetor terkait akan disesuaikan. Selisih lebih harga perolehan kembali atas harga penerbitan awal disesuaikan ke saldo laba.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

o. Exploration and Evaluation Assets

Exploration and evaluation expenditures including geological and geophysical costs, costs of drilling exploratory wells, including the costs of drilling exploratory-type stratigraphic test wells, and other costs in relation to evaluating the technical feasibility and commercial viability of extracting oil and gas are capitalized and presented separately as Exploration and Evaluation Assets in the consolidated statements of financial position.

If no potentially commercial hydrocarbons are discovered, the exploration asset is written off through profit or loss as a dry hole. If extractable hydrocarbons are found and subject to further appraisal activity, it is probable that they can be commercially developed, the costs continue to be carried as an exploration and evaluation asset while progress is made in assessing the commerciality of the hydrocarbons.

The recoverability of exploration and evaluation assets depends on the successful development and commercial exploitation in such area (area of interest). Exploration and evaluation assets are tested for impairment if certain facts and circumstances indicate that the carrying amount of the assets may exceed the recoverable value. In such conditions, the entity must measure, present and disclose the impairment loss as required under PSAK No. 48.

The exploration and evaluation assets are transferred to "Oil and gas properties" in the "Oil and gas properties" account after the well area is determined to have commercial reserves for further development.

p. Treasury Stock

Reacquisition of capital stock to be held as treasury stock for future reissuance is recorded by using par value method. Under this method, the par value of treasury stock is presented as a reduction from the capital stock account. If the treasury stock had been originally issued at a price above par value, the related additional paid-in capital account is adjusted. Any excess of the reacquisition cost over the original issuance price is adjusted to retained earnings.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

q. Pengaturan pembayaran berbasis saham

Perusahaan memberikan kepada manajemen dan karyawan Grup yang memenuhi syarat (termasuk *executive* senior) imbalan dalam bentuk pembayaran berbasis saham (transaksi pembayaran berbasis saham yang diselesaikan dengan instrumen ekuitas), di mana pembayaran diselesaikan dengan saham Perusahaan.

Biaya transaksi pembayaran berbasis saham yang diselesaikan dengan instrumen ekuitas ditentukan berdasarkan nilai wajar ketika penghargaan diberikan, menggunakan nilai pasar saham pada tanggal pemberian penghargaan.

Biaya tersebut diakui sebagai beban, bersama-sama dengan kenaikan pada ekuitas (tambahan modal disetor), selama periode jasa diberikan (periode *vesting).* Biaya atas penghargaan yang *vest* segera, langsung diakui sebagai beban pada tanggal pemberian penghargaan.

Jasa yang masih harus diberikan tidak dipertimbangkan dalam mengestimasi nilai wajar saham pada tanggal pengukuran, tapi kemungkinan terpenuhinya kondisi dievaluasi sebagai bagian dari estimasi terbaik Grup dalam menentukan jumlah instrumen ekuitas yang pada akhirnya akan *vest.*

r. Biaya emisi efek ekuitas

Biaya emisi efek ekuitas disajikan sebagai pengurang "Tambahan Modal Disetor" sebagai bagian dari ekuitas pada laporan posisi keuangan konsolidasian.

s. Program Pensiun dan Imbalan Kerja Lainnya

Grup menyelenggarakan program pensiun dan imbalan kerja lainnya berikut untuk semua karyawan tetapnya:

- Program pensiun imbalan pasti untuk karyawan pada entitas anak yang bergerak di bidang minyak dan gas bumi;
- Program pensiun iuran pasti untuk karyawan pada entitas anak yang bergerak di bidang minyak dan gas bumi;
- Imbalan pasca-kerja sesuai dengan Undang-Undang Tenaga Kerja No. 13/2003; dan
- Penghargaan *Jubilee* setelah beberapa tahun masa kerja.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

q. Share-based payment arrangement

The Company grants remuneration to the Group's management and eligible employees (including senior executives) in the form of share-based payments (equity-settled share-based payment transactions), wherein the payment is settled with the shares of the Company.

The cost of equity-settled transactions is determined by the fair value at the date when the grant is made using the share market price at grant date.

Such cost is recognized as an expense, together with a corresponding increase in equity (additional paid-in capital), over the period in which the services are provided (the vesting period). The cost for an award that vests immediately is recognized as an expense at grant date.

Services to be rendered are not taken into account when determining the grant date fair value of share awards, but the likelihood of the conditions being met is assessed as part of the Group's best estimate of the number of equity instruments that will ultimately vest.

r. Stock issuance cost

Stock issuance costs are presented as deduction from "Additional Paid-in Capital" in the equity section in the consolidated statements of financial position.

s. Pension and Other Employment Benefits

The Group provided the following pension and other employment benefits for all permanent employees:

- *Defined benefit pension plan for employees of subsidiaries in oil and gas operations;*
- *Defined contribution pension plan for employees of subsidiaries in oil and gas operations;*
- *Post-employment benefits in accordance with the requirements of Labor Law No. 13/2003; and*
- *Jubilee awards upon completion of a certain number of years of services.*

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

s. Program Pensiun dan Imbalan Kerja Lainnya (lanjutan)

Grup juga menyediakan imbalan pasca-kerja untuk personil manajemen utama sesuai dengan kebijakan Grup.

Program imbalan pasti

Beban atas pemberian imbalan dalam program imbalan manfaat pasti ditentukan dengan metode *Projected Unit Credit* dengan penilaian aktuaria yang dilakukan pada setiap akhir periode pelaporan tahunan.

Pengukuran kembali atas liabilitas (aset) imbalan pasti neto, yang diakui sebagai penghasilan komprehensif lain, terdiri dari:

i. Keuntungan atau kerugian aktuaria;
ii. Imbal hasil atas aset program, tidak termasuk jumlah yang dimasukkan dalam bunga neto atas liabilitas (aset);
iii. Setiap perubahan dampak batas aset, tidak termasuk jumlah yang dimasukkan dalam bunga neto atas liabilitas (aset).

Pengukuran kembali atas liabilitas (aset) imbalan pasti neto, diakui sebagai penghasilan komprehensif lain dan disajikan sebagai pos terpisah di ekuitas serta tidak direklasifikasi ke laba rugi pada periode berikutnya.

Biaya jasa lalu diakui pada laba rugi pada tanggal yang lebih awal antara tanggal amandemen atau kurtailmen program; dan tanggal pada saat Grup mengakui biaya restrukturisasi terkait.

Bunga neto ditentukan dengan mengalikan liabilitas (aset) imbalan pasti neto dengan tingkat diskonto. Grup mengakui perubahan atas liabilitas imbalan pasti neto berikut pada biaya produksi dan *lifting* dan beban penjualan, umum dan administrasi pada laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian:

- Biaya jasa yang terdiri dari biaya jasa kini, biaya jasa lalu dan keuntungan dan kerugian atas kurtailmen.
- Beban atau pendapatan bunga neto.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

s. Pension and Other Employment Benefits (continued)

In addition, the Group also provided the post-employment benefits for its key management personnel in accordance with the Group policy.

Defined benefit program

The cost of providing benefits under the defined benefits plan is determined using the Projected Unit Credit method with actuarial valuations being carried out at the end of each annual reporting period.

Remeasurement on net defined benefit liabilities (asset), which is recognized as other comprehensive income, consists of:

i. Actuarial gain and losses;
ii. Return on program asset, excluding of amount included in liabilities (asset) net interest;
iii. Every changes in asset ceiling, excluding of amount included in liabilities (asset) net interest.

Remeasurement on net defined benefit liabilities (asset), is recognized as other comprehensive income and presented as separate line item in equity and will not be reclassified to profit or loss in the next periods.

Past service costs are recognized in profit or loss on the earlier of the date of the plan amendment or curtailment, and the date that the Group recognizes related restructuring costs.

Net interest is calculated by applying discount rate to the net defined benefit liability (asset). The Group recognizes the following changes in the net defined benefit obligation under production and lifting cost and selling, general and administrative expenses in the consolidated statements of profit or loss and other comprehensive income:

- *Service costs comprise current service costs, past-service costs and gains and losses on curtailments.*
- *Net interest expense or income.*

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

s. Program Pensiun dan Imbalan Kerja Lainnya (lanjutan)

Program imbalan pasti (lanjutan)

Kurtailmen terjadi apabila Grup mengurangi secara signifikan jumlah pekerja yang ditanggung oleh program, terminasi atau penghentian program.

Penyelesaian program terjadi ketika entitas melakukan transaksi yang menghapuskan semua kewajiban hukum atau konstruktif untuk sebagian atau seluruh imbalan dalam program imbalan pasti.

Program pensiun iuran pasti

Biaya atas program pensiun iuran pasti tersebut diakui pada saat terjadinya.

Imbalan jangka panjang lainnya

Beban imbalan jangka panjang lainnya ditentukan dengan metode *Projected Unit Credit* dengan metode yang disederhanakan di mana metode ini tidak mengakui pengukuran kembali dalam penghasilan komprehensif lain. Total nilai neto dari biaya jasa kini, biaya bunga neto atas liabilitas (aset) imbalan pasti neto dan pengukuran kembali liabilitas (aset) imbalan pasti neto diakui pada laba rugi.

t. Liabilitas Pembongkaran Aset Restorasi Area

Grup mengakui liabilitas pembongkaran dan pemindahan aset, dan restorasi area atas fasilitas produksi minyak dan gas bumi, sumur, pipa dan aset-aset yang terkait sesuai dengan persyaratan dalam kontrak bagi hasil atau sesuai dengan peraturan yang berlaku.

Estimasi awal biaya pembongkaran dan pemindahan aset minyak dan gas bumi dan restorasi area diakui sebagai komponen biaya perolehan aset, yang kemudian disusutkan/ dideplesikan dengan menggunakan metode satuan unit produksi yang sejalan dengan tarif deplesi aset yang dipilih.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

s. Pension and Other Employment Benefits (continued)

Defined benefit program (continued)

A curtailment occurs when the Group either significantly reduce the number of employees covered by a plan, termination or suspension of the program.

A settlement occurs when an entity enters into a transaction that eliminates all further legal or constructive obligation for part or all of the benefits provided under a defined benefit plan.

Defined contribution pension plan

The costs of the defined contribution plans are recognized when incurred.

Other long-term benefits

The cost of providing other long-term employee benefits is determined using the Projected Unit Credit method using simplified method of not recognizing remeasurements in other comprehensive income. The net total of service cost, net interest on the net defined benefit liability (asset) and remeasurements of the net defined benefit liability (asset) is recognized in profit or loss.

t. Asset Abandonment and Site Restoration Obligations

The Group recognizes its obligations for future dismantlement and transfer of assets, and site restoration of oil and gas production facilities, wells, pipelines and related assets in accordance with the provisions in the production sharing contracts or in line with applicable regulations.

The initial estimated costs for dismantlement and site restoration of oil and gas properties are recognized as part of the acquisition costs of the assets, and are subsequently depreciated/depleted using the unit-of-production method in line with the selected assets depletion rate.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

t. Liabilitas Pembongkaran Aset Restorasi Area (lanjutan)

Dalam banyak kasus, aktivitas pembongkaran dan pemindahan aset, dan restorasi area fasilitas produksi minyak dan gas, sumur, pipa saluran dan aset terkait terjadi pada beberapa tahun di masa yang akan datang. Provisi atas liabilitas pembongkaran dan pemindahan aset, dan restorasi area di masa yang akan datang adalah berupa estimasi terbaik pada tanggal pelaporan keuangan atas nilai kini dari pengeluaran di masa yang akan datang untuk melaksanakan liabilitas pembongkaran dan pemindahan aset, dan restorasi area tersebut, sesuai dengan ketentuan hukum yang berlaku pada tanggal pelaporan.

Estimasi tersebut ditelaah setiap tahun dan disesuaikan bila diperlukan. Penyesuaian atas nilai kini dari liabilitas pembongkaran dan pemindahan aset, dan restorasi area dibukukan sebagai penyesuaian atas nilai tercatat aset yang bersangkutan dengan jumlah yang sama.

Pembalikan dari efek diskonto dalam penghitungan provisi diakui sebagai beban pendanaan.

Pengeluaran yang terkait dengan pemulihan, rehabilitasi dan lingkungan hidup yang terjadi pada tahap produksi dibebankan sebagai bagian dari biaya produksi.

u. Instrumen Keuangan

Aset Keuangan

Aset keuangan diklasifikasikan dalam empat jenis: aset keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laporan laba rugi, pinjaman yang diberikan dan piutang, investasi dimiliki hingga jatuh tempo, dan aset keuangan tersedia untuk dijual.

Grup menentukan klasifikasi aset keuangannya pada pengakuan awal dan, jika diperbolehkan dan sesuai, akan mengevaluasi kembali pengklasifikasian aset tersebut pada setiap akhir tanggal pelaporan keuangan.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

t. Asset Abandonment and Site Restoration Obligations (continued)

In most instances, the dismantlement and transfer of assets, and site restoration activities of oil and gas production facilities, wells, pipelines and related assets will occur several years in the future. The provision for future dismantlement and transfer of assets, and site restoration obligations is the best estimate of the present value of the future expenditures required to undertake the dismantlement and transfer of assets, and site restoration obligations at the reporting date, based on current legal requirements.

Such estimates are reviewed on an annual basis and adjusted each year as required. Adjustments to the present value of the dismantlement and transfer of assets, and site restoration obligations are recorded as adjustment to the carrying amount of the associated asset in the same amount.

The unwinding of the effect of discounting the provision is recognized as a finance cost.

The costs related to restoration, rehabilitation and living environment which occurred in the production phase are expensed as part of production cost.

u. Financial Instruments

Financial Assets

Financial assets are classified into four types: financial assets at fair value through profit or loss, loans and receivables, held-to-maturity investments, and available-for-sale financial assets.

The Group determines the classification of its financial assets at initial recognition and, if allowed and appropriate, re-evaluates the classification of those assets at each financial reporting date.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

u. Instrumen Keuangan (lanjutan)

Aset Keuangan (lanjutan)

Pengakuan awal

Aset keuangan pada awalnya diukur pada nilai wajar, dan dalam hal aset keuangan yang tidak diklasifikasikan sebagai aset keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laporan laba rugi, ditambah dengan biaya transaksi yang dapat diatribusikan secara langsung.

Pengukuran setelah pengakuan awal

Pengukuran aset keuangan setelah pengakuan awal tergantung pada klasifikasinya sebagai berikut:

- Aset keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laporan laba rugi

  Aset keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laporan laba rugi termasuk aset keuangan untuk diperdagangkan dan aset keuangan yang ditetapkan pada nilai wajar melalui laporan laba rugi pada saat pengakuan awal.

  Aset derivatif diklasifikasikan sebagai kelompok diperdagangkan kecuali mereka ditetapkan sebagai instrumen lindung nilai efektif.

  Aset keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laporan laba rugi disajikan dalam laporan posisi keuangan konsolidasian pada nilai wajar dengan keuntungan atau kerugian dari perubahan nilai wajar diakui dalam laporan laba rugi.

  Investasi jangka pendek diklasifikasikan dalam kategori ini.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

u. Financial Instruments (continued)

Financial Assets (continued)

Initial recognition

Financial assets are recognized initially at fair value of the consideration given plus, in the case of financial assets not classified at fair value through profit or loss, directly attributable transaction cost.

Subsequent measurement

The subsequent measurement of financial assets depends on their classification as follows:

- *Financial assets at fair value through profit or loss*

  Financial assets at fair value through profit or loss include financial assets held for trading and financial assets designated as assets at fair value through profit or loss upon initial recognition.

  Derivative assets are classified as held for trading unless they are designated as effective hedging instruments.

  Financial assets at fair value through profit or loss are carried in the consolidated statements of financial position at fair value with gains or losses from changes in fair value recognized in profit or loss.

  Short-term investments are classified under this category.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

u. Instrumen Keuangan (lanjutan)

Aset Keuangan (lanjutan)

Pengukuran setelah pengakuan awal (lanjutan)

- Pinjaman yang diberikan dan piutang

  Pinjaman yang diberikan dan piutang adalah aset keuangan non-derivatif dengan pembayaran tetap atau telah ditentukan yang tidak mempunyai kuotasi di pasar aktif, tidak termasuk dalam kelompok aset diperdagangkan dan tidak diklasifikasikan sebagai "diukur pada nilai wajar melalui laporan laba rugi", "tersedia untuk dijual", atau sebagai "investasi dimiliki hingga jatuh tempo".

  Setelah pengakuan awal, aset keuangan tersebut dicatat pada biaya perolehan yang diamortisasi dengan menggunakan metode suku bunga efektif, dan keuntungan atau kerugian terkait diakui dalam laporan laba rugi pada saat pinjaman yang diberikan dan piutang dihentikan pengakuannya atau mengalami penurunan nilai, atau melalui proses amortisasi.

  Grup memiliki kas dan setara kas, deposito dan rekening bank yang dibatasi penggunaannya, piutang usaha, piutang lain-lain (kecuali piutang Pajak Pertambahan Nilai yang dapat ditagihkan), setoran jaminan yang termasuk di aset lain-lain dan aset keuangan konsesi dalam kategori ini.

- Aset keuangan tersedia untuk dijual (*Available-for-sale* (AFS))

  Aset keuangan AFS adalah aset keuangan non-derivatif yang ditetapkan sebagai tersedia untuk dijual atau yang tidak diklasifikasikan dalam tiga kategori sebelumnya. Setelah pengukuran awal, aset keuangan AFS diukur dengan nilai wajar dengan keuntungan atau kerugian yang belum terealisasi diakui dalam ekuitas di laporan posisi keuangan konsolidasian. Pada saat aset tersebut dihentikan pengakuannya, keuntungan atau kerugian kumulatif yang sebelumnya dicatat dalam ekuitas harus diakui pada laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

u. Financial Instruments (continued)

Financial Assets (continued)

Subsequent measurement (continued)

- *Loans and receivables*

  Loans and receivables are non-derivative financial assets with fixed or determinable payments that are not quoted in an active market, do not qualify as assets for trading, and have not been designated "at fair value through profit or loss", as "available-for-sale" or as "held-to-maturity" investments.

  After initial measurement, such financial assets are carried at amortized cost using the effective interest rate method, and gains or losses are recognized in profit or loss when the loan and receivable is derecognized or impaired, as well as through the amortization process.

  The Group has cash and cash equivalents, restricted time deposits and cash in banks, trade and other receivables (except for reimbursable Value Added Tax), security deposits included under other assets and concession financial assets under this category.

- *Available-for-sale (AFS) financial assets*

  AFS financial assets are non-derivative assets that are designated as available-for-sale or are not classified in any of the three preceding categories. After initial measurement, AFS financial assets are measured at fair value with unrealized gains or losses recognized in the shareholders' equity in the consolidated statements of financial position. When the asset is derecognized, the cumulative gain or loss previously recorded in the shareholders' equity shall be recognized in consolidated statements of profit or loss and other comprehensive income.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

u. Instrumen Keuangan (lanjutan)

Aset Keuangan (lanjutan)

Pengukuran setelah pengakuan awal (lanjutan)

- Aset keuangan tersedia untuk dijual (*Available-for-sale* (AFS)) (lanjutan)

  Investasi yang diklasifikasi sebagai aset keuangan tersedia untuk dijual yang tidak tersedia nilai wajarnya dengan kepemilikan kurang dari 20% dan investasi jangka panjang lainnya dicatat pada biaya perolehannya.

Penghentian pengakuan aset keuangan

Penghentian pengakuan atas suatu aset keuangan, atau bila dapat diterapkan, untuk bagian dari aset keuangan atau bagian dari kelompok aset keuangan serupa, terjadi bila:

i. Hak kontraktual atas arus kas yang berasal dari aset keuangan tersebut berakhir; atau

ii. Grup tetap memiliki hak kontraktual untuk menerima arus kas yang berasal dari aset keuangan tersebut namun menanggung kewajiban untuk membayar arus kas yang diterima tersebut tanpa penundaan yang signifikan kepada pihak ketiga melalui suatu kesepakatan penyerahan; atau

iii. Grup mengalihkan hak kontraktual untuk menerima arus kas yang berasal dari aset keuangan tersebut dan: (a) secara substansial mentransfer seluruh risiko dan manfaat atas kepemilikan aset keuangan tersebut, atau (b) secara substansial tidak mengalihkan dan tidak memiliki seluruh risiko dan manfaat atas kepemilikan aset keuangan tersebut, namun telah mengalihkan pengendalian atas aset keuangan tersebut.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

u. Financial Instruments (continued)

Financial Assets (continued)

Subsequent measurement (continued)

- *Available-for-sale (AFS) financial assets (continued)*

  The investments classified as AFS that do not have readily determinable fair value in which the equity interest is less than 20% and other long-term investments are carried at cost.

Derecognition of financial assets

A financial asset, or where applicable, a part of a financial asset or part of a group of similar financial assets, is derecognized when:

i. The contractual rights to receive cash flows from such financial asset have expired; or

ii. The Group retains the right to receive cash flows from such financial asset, but has assumed an obligation to pay them in full without material delay to a third party under a "pass through" arrangement; or

iii. The Group has transferred its rights to receive cash flows from the financial asset and either: (a) has transferred substantially all the risks and rewards of the financial asset, or (b) has neither transferred nor retained substantially all the risks and rewards of the financial asset, but has transferred control of the financial asset.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

u. Instrumen Keuangan (lanjutan)

Aset Keuangan (lanjutan)

Penurunan nilai dari aset keuangan

Pada setiap tanggal laporan posisi keuangan, Grup mengevaluasi apakah terdapat bukti yang obyektif bahwa aset keuangan atau kelompok aset keuangan mengalami penurunan nilai. Penurunan nilai atas aset keuangan atau kelompok aset keuangan dianggap telah terjadi, jika dan hanya jika, terdapat bukti yang obyektif mengenai penurunan nilai tersebut sebagai akibat dari salah satu atau lebih peristiwa yang terjadi setelah pengakuan awal aset tersebut ("peristiwa yang merugikan") dan peristiwa yang merugikan tersebut berdampak pada estimasi arus kas masa depan atas aset keuangan atau kelompok aset keuangan yang dapat diestimasi secara andal.

- Pinjaman yang diberikan dan piutang

  Untuk pinjaman yang diberikan dan piutang yang dicatat pada biaya perolehan diamortisasi, Grup terlebih dahulu menentukan bahwa terdapat bukti obyektif mengenai penurunan nilai secara individual atas aset keuangan yang signifikan secara individual atau secara kolektif untuk aset keuangan yang tidak signifikan secara individual. Jika Grup menentukan tidak terdapat bukti obyektif mengenai penurunan nilai atas aset keuangan yang dinilai secara individual, terlepas aset keuangan tersebut signifikan atau tidak, maka aset tersebut dimasukkan ke dalam kelompok aset keuangan yang memiliki karakteristik risiko kredit yang sejenis dan dinilai penurunan nilai kelompok tersebut secara kolektif. Aset yang penurunan nilainya dinilai secara individual dan untuk itu kerugian penurunan nilai diakui atau tetap diakui, tidak termasuk dalam penilaian penurunan nilai secara kolektif.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

u. Financial Instruments (continued)

Financial Assets (continued)

Impairment of financial assets

At each reporting date, the Group assesses whether there is objective evidence that a financial asset or a group of financial assets is impaired. A financial asset or a group of financial assets is deemed to be impaired if, and only if, there is objective evidence of impairment as a result of one or more events that occurred after the initial recognition of the asset (an "incurred loss event") and that loss event has an impact on the estimated future cash flows from the financial asset or the group of financial assets that can be reliably estimated.

- *Loans and receivables*

  For loans and receivables carried at amortized cost, the Group first assesses whether objective evidence of impairment exists individually for financial assets that are individually significant, or collectively for financial assets that are not individually significant. If the Group determines that no objective evidence of impairment exists for an individually assessed financial asset, whether significant or not, the asset is included in a group of financial assets with similar credit risk characteristics and collectively assessed for impairment. Assets that are individually assessed for impairment and for which an impairment loss is recongized or continues to be recognized, are not included in a collective assessment of impairment.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

u. Instrumen Keuangan (lanjutan)

Aset Keuangan (lanjutan)

Penurunan nilai dari aset keuangan (lanjutan)

- Pinjaman yang diberikan dan piutang (lanjutan)

  Jika terdapat bukti obyektif bahwa kerugian penurunan nilai telah terjadi, jumlah kerugian tersebut diukur sebagai selisih antara nilai tercatat aset dengan nilai kini estimasi arus kas masa datang (tidak termasuk kerugian kredit di masa mendatang yang belum terjadi). Nilai kini estimasi arus kas masa datang didiskonto dengan menggunakan suku bunga efektif awal dari aset keuangan tersebut. Jika suatu aset keuangan yang dikelompokkan sebagai "pinjaman yang diberikan dan piutang" memiliki suku bunga variabel, maka tingkat diskonto yang digunakan untuk mengukur setiap kerugian penurunan nilai adalah suku bunga efektif yang berlaku.

  Nilai tercatat atas aset keuangan dikurangi melalui penggunaan cadangan penurunan nilai dan jumlah kerugian yang terjadi diakui dalam laporan laba rugi. Pendapatan bunga selanjutnya diakui sebesar nilai tercatat yang diturunkan nilainya berdasarkan tingkat suku bunga efektif awal dari aset keuangan. Pinjaman yang diberikan dan piutang beserta dengan cadangan terkait dihapuskan jika tidak terdapat kemungkinan yang realistis atas pemulihan di masa mendatang dan seluruh agunan telah terealisasi atau dialihkan kepada Grup. Jika pada tahun berikutnya, nilai estimasi kerugian penurunan nilai aset keuangan bertambah atau berkurang karena peristiwa yang terjadi setelah penurunan nilai diakui, maka kerugian penurunan nilai yang diakui sebelumnya ditambah atau dikurangi dengan menyesuaikan cadangan penurunan nilai. Jika terdapat penghapusan yang dapat dipulihkan di masa mendatang, jumlah pemulihan tersebut diakui pada laporan laba rugi.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

u. Financial Instruments (continued)

Financial Assets (continued)

Impairment of financial assets (continued)

- *Loans and receivables (continued)*

  If there is objective evidence that an impairment loss has occurred, the amount of the loss is measured as the difference between the asset's carrying amount and the present value of estimated future cash flows (excluding future expected credit losses that have not yet been incurred). The present value of the estimated future cash flows is discounted at the financial asset's original effective interest rate. If a "loans and receivables" financial asset has a variable interest rate, the discount rate for measuring impairment loss is the current effective interest rate.

  The carrying amount of the financial asset is reduced through the use of an allowance for impairment account and the amount of the loss is recognized in profit or loss. Interest income continues to be accrued on the reduced carrying amount based on the original effective interest rate of the financial asset. Loans and receivables, together with the associated allowance, are written-off when there is no realistic prospect of future recovery and all collateral has been realized or has been transferred to the Group. If, in a subsequent year, the amount of the estimated impairment loss increases or decreases because of an event occurring after the impairment was recognized, the previously recognized impairment loss is increased or reduced by adjusting the allowance for impairment account. If a future write-off is later recovered, the recovery is recognized in profit or loss.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

u. Instrumen Keuangan (lanjutan)

Aset Keuangan (lanjutan)

Penurunan nilai dari aset keuangan (lanjutan)

- Aset keuangan yang tersedia untuk dijual

  Dalam hal investasi ekuitas diklasifikasikan sebagai aset keuangan yang tersedia untuk dijual, bukti obyektif akan termasuk penurunan nilai wajar yang signifikan atau berkepanjangan di bawah nilai perolehan investasi tersebut.

  Ketika terdapat bukti penurunan nilai, kerugian kumulatif - yang diukur sebagai selisih antara biaya perolehan dan nilai wajar kini, dikurangi kerugian penurunan nilai investasi yang sebelumnya diakui pada laporan laba rugi - direklasifikasi dari ekuitas ke dalam laporan laba rugi. Kerugian penurunan nilai atas investasi ekuitas tidak dibalik/dipulihkan melalui laporan laba rugi; namun kenaikan nilai wajar setelah penurunan nilai tersebut diakui dalam ekuitas.

  Dalam hal instrumen utang diklasifikasikan sebagai aset keuangan yang tersedia untuk dijual, indikasi penurunan nilai dievaluasi berdasarkan kriteria yang sama dengan aset keuangan yang dicatat sebesar biaya perolehan diamortisasi. Penghasilan bunga di masa mendatang didasarkan pada penurunan nilai tercatat dan diakui berdasarkan suku bunga yang digunakan untuk mendiskonto arus kas masa datang dalam pengukuran kerugian penurunan nilai. Penghasilan bunga yang masih harus dibayar tersebut dicatat sebagai bagian dari akun "Pendapatan Bunga" dalam laporan laba rugi. Jika pada tahun berikutnya, nilai wajar atas instrumen utang meningkat dan peningkatan tersebut secara obyektif dapat dikaitkan dengan peristiwa yang timbul setelah pengakuan kerugian penurunan nilai melalui laporan laba rugi, kerugian penurunan nilai tersebut harus dipulihkan melalui laporan laba rugi.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

u. Financial Instruments (continued)

Financial Assets (continued)

Impairment of financial assets (continued)

- *AFS financial assets*

  In the case of equity investment classified as an AFS financial asset, objective evidence would include a significant or prolonged decline in the fair value of the investment below its cost.

  Where there is evidence of impairment, the cumulative loss - measured as the difference between the acquisition cost and the current fair value, less any impairment loss on that investment previously recognized in profit or loss - is reclassified from shareholders' equity to profit or loss. Impairment losses on equity investments are not reversed through the profit or loss; increases in their fair value after impairment are recognized in shareholders' equity.

  In the case of a debt instrument classified as an AFS financial asset, impairment is assessed based on the same criteria as financial assets carried at amortized cost. Future interest income is based on the reduced carrying amount and is accrued based on the rate of interest used to discount future cash flows for the purpose of measuring impairment loss. Such accrual is recorded as part of the "Interest Income" account in profit or loss. If, in a subsequent year, the fair value of a debt instrument increases and the increase can be objectively related to an event occurring after the impairment loss was recognized in profit or loss, the impairment loss is reversed through profit or loss.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

u. Instrumen Keuangan (lanjutan)

Liabilitas Keuangan

Pengakuan awal

Liabilitas keuangan diklasifikasikan sebagai liabilitas keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laporan laba rugi dan liabilitas keuangan lain yang tidak dimiliki untuk diperdagangkan atau tidak ditetapkan sebagai liabilitas keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laporan laba rugi.

Grup menentukan klasifikasi liabilitas keuangan pada saat pengakuan awal. Liabilitas keuangan pada awalnya diukur pada nilai wajar dari jumlah yang diterima dan, dalam hal pinjaman dan utang, dikurangi dengan biaya transaksi yang dapat diatribusikan secara langsung.

Liabilitas keuangan Grup meliputi utang usaha dan utang lain-lain, biaya akrual, pinjaman bank jangka pendek, pinjaman jangka panjang dan liabilitas derivatif.

Pengukuran setelah pengakuan awal

Pengukuran liabilitas keuangan tergantung pada klasifikasi.

- Pinjaman dan utang

  Liabilitas keuangan yang tidak diklasifikasikan sebagai liabilitas keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laba rugi dikategorikan dan diukur dengan biaya perolehan diamortisasi.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

u. Financial Instruments (continued)

Financial Liabilities

Initial recognition

Financial liabilities are classified as financial liabilities at fair value through profit or loss and other financial liabilities that are not held for trading or not designated at fair value through profit or loss.

The Group determines the classification of its financial liabilities at initial recognition. Financial liabilities are recognized initially at the fair value of the consideration received and, in the case of loans and borrowings, less directly attributable transaction cost.

The Group's financial liabilities consist of trade and other payables, accrued expenses, short-term bank loans, long-term debts and derivative liabilities.

Subsequent measurement

The measurement of financial liabilities depends on the classification.

- *Loans and borrowings*

  Financial liabilities that are not classified at fair value through profit or loss fall into this category and are measured at amortized cost.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

u. Instrumen Keuangan (lanjutan)

Liabilitas Keuangan (lanjutan)

Pengukuran setelah pengakuan awal (lanjutan)

- Pinjaman dan utang (lanjutan)

  Setelah pengakuan awal, pinjaman dan utang yang dikenakan bunga selanjutnya diukur pada biaya perolehan yang diamortisasi dengan menggunakan metode suku bunga efektif. Pada tanggal pelaporan keuangan, biaya bunga yang masih harus dibayar dicatat secara terpisah dari nilai pokok pinjaman terkait dalam bagian liabilitas lancar. Keuntungan dan kerugian diakui dalam laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian ketika liabilitas dihentikan pengakuannya serta melalui proses amortisasi menggunakan metode suku bunga efektif.

  Utang usaha dan utang lain-lain, biaya akrual, pinjaman bank jangka pendek dan pinjaman jangka panjang diklasifikasikan dalam kategori pinjaman dan utang.

Penghentian pengakuan

Liabilitas keuangan dihentikan pengakuannya pada saat liabilitas tersebut dibayar atau dibatalkan atau kadaluwarsa. Ketika sebuah liabilitas keuangan yang masih ada ditukar dengan liabilitas keuangan lain dari pemberi pinjaman yang sama atas persyaratan yang secara substansial berbeda, atau bila persyaratan dari liabilitas keuangan tersebut secara substansial dimodifikasi, pertukaran atau modifikasi persyaratan tersebut dicatat sebagai penghentian pengakuan liabilitas keuangan awal dan pengakuan liabilitas keuangan baru, dan selisih antara nilai tercatat masing-masing liabilitas keuangan tersebut diakui dalam laporan laba rugi.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

u. Financial Instruments (continued)

Financial Liabilities (continued)

Subsequent measurement (continued)

- *Loans and borrowings (continued)*

  After initial recognition, interest-bearing loans and borrowings are subsequently measured at amortized cost using the effective interest rate method. At financial reporting date, the accrued interest is recorded separately from the respective principal amount of loans as part of current liabilities. Gains and losses are recognized in consolidated statements of profit or loss and other comprehensive income when the liabilities are derecognized as well as through the amortization process using the effective interest rate method.

  Trade and other payables, accrued expenses, short-term bank loans and long term debts are classified under loans and borrowings.

Derecognition of financial liabilities

A financial liability is derecognized when the obligation under the liability is discharged, cancelled or has expired. When an existing financial liability is replaced by another from the same lender on substantially different terms, or the terms of an existing liability are substantially modified, such an exchange or modification is treated as derecognition of the original liability and the recognition of a new liability, and the difference in the respective carrying amounts is recognized in profit or loss.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

u. Instrumen Keuangan (lanjutan)

Saling hapus dari instrumen keuangan

Aset keuangan dan liabilitas keuangan saling hapus dan nilai netonya dilaporkan dalam laporan posisi keuangan konsolidasian jika, dan hanya jika, memiliki hak yang berkekuatan hukum untuk melakukan saling hapus atas jumlah yang telah diakui tersebut dan berniat untuk menyelesaikan secara neto atau untuk merealisasikan aset dan menyelesaikan liabilitasnya secara bersamaan.

Penyesuaian risiko kredit

Grup menyesuaikan harga di pasar yang dapat diobservasi untuk mencerminkan adanya perbedaan risiko kredit para pihak yang bertransaksi antara instrumen yang diperdagangkan di pasar tersebut dengan instrumen yang dinilai untuk posisi aset keuangan. Dalam penentuan nilai wajar posisi liabilitas keuangan, risiko kredit Grup terkait dengan instrumen keuangan tersebut ikut diperhitungkan.

v. Instrumen Keuangan Derivatif dan Akuntansi Lindung Nilai

Grup menggunakan instrumen keuangan derivatif seperti *swap* tingkat suku bunga antar mata uang, kontrak *forward* mata uang asing, *swap* antar mata uang dan kontrak komoditas untuk melakukan lindung nilai atas risiko mata uang asing, risiko tingkat suku bunganya dan risiko harga komoditas. Instrumen keuangan derivatif tersebut pada awalnya diakui sebesar nilai wajar pada tanggal kontrak derivatif dimulai dan selanjutnya diukur kembali pada nilai wajar. Derivatif dicatat sebagai aset keuangan saat nilai wajarnya positif dan sebagai liabilitas keuangan saat nilai wajarnya negatif.

Grup menerapkan akuntansi lindung nilai atas transaksi lindung nilai yang memenuhi kriteria akuntansi lindung nilai.

Untuk tujuan akuntansi lindung nilai, lindung nilai diklasifikasikan sebagai lindung nilai atas nilai wajar, lindung nilai atas arus kas dan lindung nilai atas investasi neto dalam kegiatan usaha luar negeri.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

u. Financial Instruments (continued)

Offsetting of financial instruments

Financial assets and financial liabilities are offset and the net amount is reported in the consolidated statements of financial position if, and only if, there is currently an enforceable legal right to set off the recognized amounts and there is an intention either to settle on a net basis, or to realize the assets and the liabilities simultaneously.

Credit risk adjustment

The Group adjusts the price in the observable market to reflect any differences in counterparty credit risk between instruments traded in that market and the ones being valued for financial asset positions. In determining the fair value of financial liability positions, the Group's own credit risk associated with the instrument is taken into account.

v. Derivative Financial Instruments and Hedge Accounting

The Group uses derivative financial instruments such as cross currency interest rate swaps, foreign currency forward contracts, cross-currency swaps and commodity contracts to hedge its foreign currency risks, interest rate risks and commodity price risk. Such derivative financial instruments are initially recognized at fair value on the date on which a derivative contract is entered into and are subsequently remeasured at fair value. Derivatives are carried as financial assets when the fair value is positive and as financial liabilities when the fair value is negative.

The Group applies hedge accounting to hedging transactions that meet the criteria for hedge accounting.

For the purpose of hedge accounting, hedges are classified as fair value hedge, cash flow hedge and hedge of a net investment in a foreign operation.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

v. Instrumen Keuangan Derivatif dan Akuntansi Lindung Nilai (lanjutan)

Lindung nilai arus kas

Lindung nilai arus kas digunakan untuk lindung nilai terhadap eksposur variabilitas arus kas yang dapat diatribusikan pada risiko mata uang asing atau risiko tingkat suku bunga yang terkait dengan suatu aset atau liabilitas yang diakui.

Bagian efektif atas laba atau rugi instrumen lindung nilai atas arus kas diakui langsung pada pendapatan komprehensif lain, sementara bagian yang tidak efektif diakui segera dalam laporan laba rugi.

Jumlah yang diakui sebagai pendapatan komprehensif lain ditransfer ke laba rugi ketika transaksi yang dilindung nilai mempengaruhi laba rugi, seperti ketika pendapatan keuangan yang dilindung nilai atau biaya keuangan diakui atau ketika penjualan perkiraan terjadi. Ketika item yang dilindung nilai adalah biaya aset non-keuangan atau kewajiban non-keuangan, jumlah yang diakui sebagai pendapata komprehensif lain ditransfer ke jumlah tercatat awal dari aset atau kewajiban non-keuangan.

Jika instrumen lindung nilai kadaluwarsa atau dijual, dihentikan atau dilaksanakan tanpa penggantian atau perpanjangan (sebagai bagian dari strategi lindung nilai), atau jika penetapannya sebagai lindung nilai dicabut, atau ketika lindung nilai tidak lagi memenuhi kriteria untuk akuntansi lindung nilai, setiap kumulatif laba rugi yang sebelumnya diakui dalam pendapatan komprehensif lain tetap terpisah dalam ekuitas sampai transaksi prakiraan terjadi atau komitmen mata uang asing dipenuhi.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

v. Derivative Financial Instruments and Hedge Accounting (continued)

Cash flow hedge

Cash flow hedge is used to hedge the exposure to variability in cash flows that is attributable to foreign currency risk or interest rate risk associated with a recognized asset or liability.

The effective portion of the gain or loss on the cash flow hedging instrument is recognized directly in other comprehensive income, while any ineffective portion is recognized immediately in profit or loss.

Amounts recognized as other comprehensive income are transferred to profit or loss when the hedged transaction affects profit or loss, such as when the hedged financial income or financial expense is recognized or when a forecast sale occurs. When the hedged item is the cost of a non- financial asset or non-financial liability, the amounts recognized as other comprehensive income are transferred to the initial carrying amount of the non-financial asset or liability.

If the hedging instrument expires or is sold, terminated or exercised without replacement or rollover (as part of the hedging strategy), or if its designation as a hedge is revoked, or when the hedge no longer meets the criteria for hedge accounting, any cumulative gain or loss previously recognized in other comprehensive income remains separately in equity until the forecast transaction occurs or the foreign currency firm commitment is met.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

w. Pengakuan Pendapatan dan Beban

Pendapatan dari penjualan minyak dan gas bumi

Pendapatan dari penjualan minyak mentah dan gas diakui pada saat pengiriman ke pelanggan. Apabila volume dari minyak yang di-*lifting* kurang/lebih dari hak Grup, maka piutang dari/utang ke Pemerintah harus diakui.

Pendapatan dari usaha kelistrikan

Pendapatan dari penyerahan tenaga listrik kepada pelanggan sejauh komponen investasi dari transaksi pendapatan diperhitungkan sebagai transaksi sewa pembiayaan dimana Grup adalah *lessor*.

Pendapatan yang berkaitan dengan komponen lain dari harga tenaga listrik yang dikirimkan (biaya gas, perawatan dan *overhead*) diakui sebagai pendapatan pada saat penyerahan tenaga listrik ke pelanggan. Pendapatan dari operasi dan pemeliharaan, dan jasa lainnya diakui pada saat jasa diberikan.

Pendapatan dari usaha lainnya

Pendapatan dan biaya dari kegiatan kontrak jangka panjang diakui berdasarkan tahap penyelesaian yang ditentukan berdasarkan proporsi biaya kontrak yang terjadi untuk pekerjaan yang dilakukan sampai saat ini dibandingkan dengan perkiraan jumlah biaya kontrak.

Penghasilan/pendapatan lain-lain diakui pada saat diperoleh.

Beban

Beban diakui pada saat terjadinya dengan menggunakan metode akrual.

x. Perpajakan

Beban pajak penghasilan terdiri dari pajak kini dan pajak tangguhan. Pajak diakui dalam laporan laba rugi, kecuali jika pajak tersebut terkait dengan transaksi atau kejadian yang diakui di pendapatan komprehensif lain atau langsung diakui ke ekuitas. Dalam hal ini, pajak tersebut masing-masing diakui dalam pendapatan komprehensif lain atau ekuitas.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

w. Revenue and Expense Recognition

Revenue from sales of oil and gas

Revenue from sales of crude oil and gas is recognized upon delivery to the customer. For lifting imbalances with the Government, wherein the volume of oil lifted is less/greater than the Group entitlement, a receivable or payable is accrued.

Revenue from power business

Revenue from delivery of electric power to the customer to the extent of the investment component of the revenue transaction is accounted for as finance lease transaction whereby the Group are the lessors.

Revenue related to the other components of the price of electric power delivered (cost of gas, maintenance and overhead) is recognized as revenue upon delivery of electric power to customer. Revenue from operations and maintenance, and other services is recognized when services are rendered.

Revenue from others

Revenue and costs from long-term contract activities are recognized based on the stage of completion which is determined based on the proportion of contract costs incurred for work performed to date compared to the estimated total contract costs.

Other income/revenues are recognized when earned.

Expenses

Expenses are recognized as incurred on an accrual basis.

x. Taxation

The income tax expense comprises current and deferred tax. Tax is recognized in the profit or loss, except to the extent that it relates to items recognized in other comprehensive income or directly in equity. In this case, the tax is also recognized in other comprehensive income or directly in equity, respectively.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

x. Perpajakan (lanjutan)

Pajak kini

Beban pajak kini ditentukan berdasarkan laba kena pajak dalam tahun yang bersangkutan. Tarif pajak yang digunakan untuk menghitung jumlah tersebut adalah yang telah berlaku atau secara substantif telah berlaku pada tanggal pelaporan.

Aset dan liabilitas pajak kini untuk tahun berjalan dan tahun sebelumnya diukur sebesar jumlah yang diharapkan dapat direstitusi dari atau dibayarkan kepada otoritas perpajakan.

Koreksi terhadap liabilitas perpajakan dicatat saat surat ketetapan pajak diterima dan apabila dilakukan banding, ketika hasil banding sudah diputuskan. Kekurangan/ kelebihan pembayaran pajak penghasilan dicatat sebagai bagian dari “Beban Pajak Kini” dalam laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian.

Pajak tangguhan

Pajak tangguhan diakui dengan menggunakan metode liabilitas atas perbedaan temporer antara perhitungan akuntansi dan basis perhitungan pajak atas aset dan kewajiban pada tanggal pelaporan.

Aset dan liabilitas pajak tangguhan diakui atas perbedaan temporer antara jumlah tercatat aset dan liabilitas pada laporan posisi keuangan dengan dasar pengenaan pajaknya pada setiap tanggal pelaporan. Aset pajak tangguhan diakui untuk seluruh perbedaan temporer yang boleh dikurangkan dan akumulasi rugi pajak yang belum dikompensasikan, bila kemungkinan besar laba kena pajak akan tersedia sehingga perbedaan temporer dapat dikurangkan dan rugi pajak belum dikompensasikan tersebut dapat dimanfaatkan.

Liabilitas pajak tangguhan dan aset pajak tangguhan (jika memenuhi kriteria) diakui atas perbedaan temporer kena pajak terkait dengan investasi pada entitas anak dan asosiasi, kecuali yang waktu pembalikannya dapat dikendalikan dan kemungkinan besar perbedaan temporer tersebut tidak akan dibalik di masa depan yang dapat diperkirakan.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

x. Taxation (continued)

Current tax

Current tax expense is determined based on the taxable income for the year. Tax rates used to compute the amount are those that have been enacted or substantively enacted at the reporting date.

Current tax assets and liabilities for the current and prior years are measured at the amounts expected to be recovered from or paid to the tax authorities.

Amendments to taxation obligations are recorded when an assessment is received and if appealed, when the result of the appeal is determined. The underpayment/overpayment of income tax are recorded as part of "Current Tax" in the consolidated statements of profit or loss and other comprehensive income.

Deferred tax

Deferred tax is recognized using the liability method on temporary differences between the financial and the tax bases of assets and liabilities at the financial reporting date.

Deferred tax assets and liabilities are recognized for temporary differences between the carrying amount of assets and liabilities with their tax bases at the financial reporting date. Deferred tax assets are recognized for all deductible temporary differences and accumulated tax losses that have not been utilized, if taxable income is likely to be available so that the temporary differences can be deducted and the unutilized tax losses can be utilized.

Deferred tax liabilities and deferred tax assets (if they meet the criteria) are recognized for temporary differences associated with investments in subsidiaries and associates, unless the timing of the reversal of temporary differences can be controlled and it is probable that the temporary differences will not be reversed in the foreseeable future.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

x. Perpajakan (lanjutan)

Pajak tangguhan (lanjutan)

Jumlah tercatat aset pajak tangguhan ditelaah pada setiap tanggal pelaporan dan nilai tercatat aset pajak tangguhan tersebut diturunkan apabila laba fiskal mungkin tidak memadai untuk mengkompensasi sebagian atau semua manfaat aset pajak tangguhan. Aset pajak tangguhan yang belum diakui sebelumnya ditelaah pada setiap tanggal pelaporan dan diakui sepanjang laba kena pajak yang akan datang kemungkinan besar akan tersedia untuk dipulihkan.

Aset dan liabilitas pajak tangguhan diukur berdasarkan tarif pajak yang diharapkan akan dipakai pada tahun saat aset terealisasi dan liabilitas diselesaikan berdasarkan tarif pajak dan peraturan perpajakan yang berlaku atau yang secara substantif berlaku pada tanggal laporan posisi keuangan konsolidasian.

Aset pajak tangguhan dan liabilitas pajak tangguhan saling hapus jika terdapat hak secara hukum untuk melakukan saling hapus atas aset pajak tangguhan terhadap liabilitas pajak tangguhan atau aset dan liabilitas pajak tangguhan pada entitas yang sama.

Entitas anak yang terlibat dalam kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi di Indonesia dikenai tarif pajak penghasilan sebesar antara 36% sampai 48%.

Entitas anak yang terlibat dalam kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi di luar Indonesia dikenai berbagai tarif pajak penghasilan badan sebesar 15% - 50%.

Entitas anak yang beroperasi dalam bidang selain minyak dan gas bumi di Indonesia dikenakan tarif pajak sebesar 25% - 34%.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

x. Taxation (continued)

Deferred tax (continued)

The carrying amount of deferred tax assets is reviewed at each reporting date and is reduced to the extent that it is no longer probable that sufficient taxable income will be available in the future to enable some or all of the benefits of the deferred tax assets to be realized. Deferred tax assets that have not been recognized previously are reviewed at each reporting date and recognized to the extent that it has become probable that sufficient taxable income will be available to enable the deferred tax assets to be recovered.

Deferred tax assets and liabilities are measured based on tax rates that are expected to apply to the year when the assets are realized and liabilities are settled based on the tax rates and tax laws that have been enacted or substantively enacted at the consolidated statements of financial position date.

Deferred tax assets and deferred tax liabilities are offset if there is a legal right to off-set deferred tax assets against deferred tax liabilities and the deferred tax assets and liabilities pertain to the same entity.

Subsidiaries involved in oil and gas exploration and production in Indonesia are subject to income tax at rates ranging from 36% to 48%.

Subsidiaries involved in oil and gas exploration and production outside Indonesia are subject to various corporate income tax rate at 15% - 50%.

Subsidiaries involved in non-oil and gas activities in Indonesia are subject to corporate income tax at 25% - 34%.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

x. Perpajakan (lanjutan)

Pajak Pertambahan Nilai (PPN)

Jumlah PPN neto yang terpulihkan dari, atau terutang kepada, kantor pajak termasuk sebagai bagian dari piutang atau utang pada laporan posisi keuangan konsolidasian.

Pajak Final

Grup memiliki pajak final terutama dari pendapatan bunga.

Sesuai peraturan perpajakan di Indonesia, Pajak final dikenakan atas nilai bruto transaksi, dan tetap dikenakan walaupun atas transaksi tersebut pelaku transaksi mengalami kerugian.

Pajak final tidak termasuk dalam lingkup yang diatur oleh PSAK No. 46: Pajak Penghasilan.

y. Penurunan Nilai Aset Non-Keuangan

Pada setiap akhir periode pelaporan, Grup menilai apakah terdapat indikasi suatu aset mengalami penurunan nilai. Jika terdapat indikasi tersebut, atau pada saat pengujian tahunan penurunan nilai aset (yaitu *goodwill* yang diperoleh dalam suatu kombinasi bisnis) diperlukan, maka Grup membuat estimasi jumlah terpulihkan aset tersebut.

Jumlah terpulihkan yang ditentukan untuk aset individual adalah jumlah yang lebih tinggi antara nilai wajar aset atau unit penghasil kas ("UPK") dikurangi biaya untuk menjual dan nilai pakainya, dan ditentukan untuk aset individual kecuali aset tersebut tidak menghasilkan arus kas masuk yang sebagian besar independen dari aset lain atau kelompok aset lain. Jika nilai tercatat aset lebih besar daripada nilai terpulihkannya, maka aset tersebut mengalami penurunan nilai dan nilai tercatat aset diturunkan menjadi sebesar nilai terpulihkannya. Rugi penurunan nilai dari operasi yang dilanjutkan diakui pada laporan laba rugi sebagai "kerugian atas penurunan nilai aset".

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

x. Taxation (continued)

Value Added Tax (VAT)

The net amount of VAT recoverable from, or payable to, the taxation authorities is included as part of receivables or payables in the consolidated statement of financial position.

Final Tax

The Group has final tax mainly from interest income.

In accordance with the tax regulation in Indonesia, final tax is applied to the gross value of transactions, even when the parties carrying the transaction are recognizing losses.

Final tax is scoped out from PSAK No. 46: Income Tax.

y. Impairment of Non-Financial Assets

At end of each reporting period, the Group assesses whether there is an indication that an asset may be impaired. If any such indication exists, or when annual impairment testing for an asset (i.e., goodwill acquired in a business combination) is required, the Group makes an estimate of the asset's recoverable amount.

An asset's recoverable amount is the higher of the asset's or cash generating unit ("CGU")'s fair value less costs to sell and its value in use, and is determined for an individual asset, unless the asset does not generate cash inflows that are largely independent of those from other assets or groups of assets. Where the carrying amount of an asset exceeds its recoverable amount, the asset is considered impaired and is written down to its recoverable amount. The impairment losses of continuing operations are recognized in profit or loss as "impairment losses".

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

y. Penurunan Nilai Aset Non-Keuangan (lanjutan)

Pemulihan rugi penurunan nilai untuk aset non-keuangan selain *goodwill*, diakui jika, dan hanya jika, terdapat perubahan estimasi yang digunakan dalam menentukan jumlah terpulihkan aset sejak pengujian penurunan nilai terakhir kali. Pembalikan tersebut dibatasi sehingga jumlah tercatat aset tidak melebihi jumlah terpulihkannya maupun jumlah tercatat, setelah dikurangi penyusutan, seandainya tidak ada rugi penurunan nilai yang telah diakui untuk aset tersebut pada tahun sebelumnya. Pembalikan rugi penurunan nilai diakui segera dalam laba rugi. Setelah pembalikan tersebut, penyusutan aset tersebut disesuaikan di periode mendatang untuk mengalokasikan jumlah tercatat aset yang direvisi, dikurangi nilai sisanya, dengan dasar yang sistematis selama sisa umur manfaatnya.

Goodwill diuji untuk penurunan nilai setiap tahun (pada tanggal 31 Desember) dan ketika keadaan yang mengindikasikan bahwa nilai tercatat mungkin mengalami penurunan nilai. Penurunan nilai bagi *goodwill* ditetapkan dengan menentukan jumlah terpulihkan dari setiap UPK (atau kelompok UPK) dimana *goodwill* terkait. Jika jumlah terpulihkan dari UPK kurang dari jumlah tercatatnya, rugi penurunan nilai diakui.

Kerugian penurunan nilai yang berhubungan dengan *goodwill* tidak dapat dibalik pada periode yang akan datang.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

y. Impairment of Non-Financial Assets (continued)

Reversal on impairment loss for non-financial assets other than goodwill would be recognized if, and only if, there has been a change in the estimates used to determine the assets' recoverable amount since the last impairment test was carried out. The reversal is limited so that the carrying amount of the asset does not exceed its recoverable amount, nor exceed the carrying amount that would have been determined, net of depreciation, had no impairment loss been recognized for the asset in prior years. Reversal of an impairment loss is recognized immediately in profit or loss. After such a reversal, the depreciation charge on the said asset is adjusted in future periods to allocate the asset's revised carrying amount, less any residual value, on a systematic basis over its remaining useful life.

Goodwill is tested for impairment annually (on December 31) and when circumstances indicate that the carrying value may be impaired. Impairment is determined for goodwill by assessing the recoverable amount of each CGU (or group of CGUs) to which the goodwill relates. Where the recoverable amount of the CGU is less than its carrying amount, an impairment loss is recognized.

Impairment losses relating to goodwill cannot be reversed in future periods.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

z. Pengaturan Bersama

Pengaturan bersama adalah pengaturan yang dua atau lebih pihak memiliki pengendalian bersama. Pengendalian bersama adalah persetujuan kontraktual untuk berbagi pengendalian atas suatu pengaturan, yang ada hanya ketika keputusan mengenai aktivitas relevan mensyaratkan persetujuan dengan suara bulat dari seluruh pihak yang berbagi pengendalian.

Operasi Bersama

Operasi bersama adalah salah satu jenis pengaturan bersama dimana para pihak yang memiliki pengendalian bersama atas pengaturan tersebut memiliki hak atas aset dan kewajiban atas liabilitas, terkait dengan pengaturan tersebut.

Grup memiliki kepemilikan dalam operasi bersama dimana Grup termasuk salah satu pihak yang memiliki pengendalian bersama (operator bersama).

Ketika entitas mengakuisisi kepentingan dalam operasi bersama yang aktivitas operasi bersamanya merupakan bisnis, kombinasi bisnis entitas tersebut, menerapkan seluruh prinsip akuntansi kombinasi bisnis. Hal ini diterapkan untuk akuisisi kepentingan awal dan kepentingan tambahan dalam operasi bersama yang aktivitas operasi bersamanya merupakan bisnis.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

z. Joint Arrangement

A joint arrangement is an arrangement over which two or more parties have joint control. Joint control is the contractually agreed sharing of control of an arrangement, which exists only when decisions about the relevant activities require unanimous consent of the parties sharing control.

Joint Operation

A joint operation is a type of joint arrangement whereby the parties that have joint control of the arrangement have rights to the assets and obligations for the liabilities, relating to the arrangement.

The Group has interests in several joint operation whereby the Group includes as a party which have joint control of a joint operation (joint operator).

When an entity acquires an interest in a joint operation in which the activity of the joint operation constitutes a business, it shall apply, all of the principles on business combinations accounting. This applies to the acquisition of both the initial interest and additional interests in a joint operation in which the activity of the joint operation constitutes a business.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

z. Pengaturan Bersama (lanjutan)

Operasi Bersama (lanjutan)

Sehubungan dengan kepemilikannya dalam operasi bersama, Grup mengakui:

- Aset, mencakup bagiannya atas setiap aset yang dimiliki bersama;
- Liabilitas, mencakup bagiannya atas liabilitas yang terjadi bersama;
- Pendapatan dari penjualan bagiannya atas output yang dihasilkan dari operasi bersama;
- Bagiannya atas pendapatan dari penjualan output oleh operasi bersama; dan
- Beban, mencakup bagiannya atas setiap beban yang terjadi secara bersama-sama.

Ketika Grup melakukan transaksi dengan operasi bersama, di mana Grup merupakan salah satu operator bersama, maka Grup mengakui keuntungan dan kerugian yang dihasilkan dari transaksi tersebut hanya sebatas kepentingan para pihak lain dalam operasi bersama tersebut.

Ketika Grup kehilangan pengendalian bersama, Grup mengakui dan mencatat investasi yang tersisa pada nilai wajar. Perbedaan antara nilai tercatat dari entitas pengendalian bersama dahulu saat kehilangan pengendalian bersama dan nilai wajar investasi yang tersisa dan pendapatan dari pelepasan dicatat dalam laba atau rugi. Ketika investasi tersisa menunjukkan pengaruh yang signifikan, maka investasi akan dicatat sebagai investasi pada entitas asosiasi.

Ventura Bersama

Ventura bersama adalah pengaturan bersama yang mengatur bahwa para pihak yang memiliki pengendalian bersama atas pengaturan memiliki hak atas aset neto pengaturan tersebut. Investasi pada ventura bersama dicatat menggunakan metode ekuitas.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

z. Joint Arrangement (continued)

Joint Operation (continued)

In relation to its interests in joint operations, the Group recognizes its:

- *Assets, including its share of any assets held jointly;*
- *Liabilities, including its share of any liabilities incurred jointly;*
- *Revenue from the sale of its share of the output arising from the joint operation;*
- *Share of the revenue from the sale of the output by the joint operation; and*
- *Expenses, including its share of any expenses incurred jointly.*

When the Group enters into a transaction with a joint operation in which it is a joint operator, the Group shall recognize gains and losses resulting from such a transaction only to the extent of the other parties' interests in the joint operation.

Upon loss of joint control, the Group measures and recognizes its remaining investment at its fair value. Any difference between the carrying amount of the former jointly controlled entity upon loss of joint control and the fair value of the remaining investment and gain from disposal is recognized in profit or loss. When the remaining investment constitutes significant influence, it is accounted for as investment in an associates.

Joint Venture

Joint ventures are a joint arrangement whereby the parties that have joint control of the arrangement have rights to the net assets of the arrangement. Investment in joint ventures are accounted for using the equity method.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

aa. Informasi Segmen

Segmen adalah komponen Grup yang dapat dibedakan dalam menghasilkan produk tertentu (segmen bisnis), atau dalam menghasilkan produk dalam sebuah lingkungan ekonomi khusus (segmen geografis), yang merupakan subyek yang mempunyai risiko dan manfaat yang berbeda dari segmen lainnya.

Segmen pendapatan, beban, hasil, aset dan liabilitas termasuk hal-hal yang dapat diatribusikan secara langsung terhadap sebuah segmen dan juga yang dapat dialokasikan pada dasar yang wajar pada segmen tersebut. Segmen tersebut ditentukan sebelum saldo intragrup dan transaksi intragrup dieliminasi.

Untuk tujuan manajemen, Grup dibagi menjadi segmen operasi berdasarkan produk dan jasa yang dikelola secara independen oleh masing-masing pengelola segmen yang bertanggung jawab atas kinerja dari masing-masing segmen. Para pengelola segmen melaporkan secara langsung kepada manajemen Perusahaan yang secara teratur mengkaji laba segmen sebagai dasar untuk mengalokasikan sumber daya ke masing-masing segmen dan untuk menilai kinerja segmen. Pengungkapan tambahan pada masing-masing segmen terdapat dalam Catatan 40, termasuk faktor yang digunakan untuk mengidentifikasi segmen yang dilaporkan dan dasar pengukuran informasi segmen.

bb. Provisi

Provisi diakui ketika Grup memiliki kewajiban kini (bersifat hukum dan/atau konstruktif) yang diakibatkan oleh peristiwa di masa lalu, dan besar kemungkinannya arus keluar sumber daya yang mengandung manfaat ekonomis akan diperlukan untuk menyelesaikan kewajiban dan estimasi yang andal mengenai jumlah kewajiban tersebut dapat dibuat.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

aa. Segment Information

A segment is a distinguishable component of the Group that is engaged either in providing certain products (business segment), or in providing products within a particular economic environment (geographical segment), which is subject to risks and rewards that are different from those of other segments.

Segment revenue, expenses, results, assets, and liabilities include items directly attributable to a segment as well as those that can be allocated on a reasonable basis to that segment. They are determined before intragroup balances and intragroup transactions are eliminated.

For management purposes, the Group is organized into operating segments based on their products and services which are independently managed by the respective segment managers responsible for the performance of the respective segments under their charge. The segment managers report directly to the management who regularly review the segment results in order to allocate resources to the segments and to assess the segment performance. Additional disclosures on each of these segments are shown in Note 40, including the factors used to identify the reportable segments and the measurement basis of segment information.

bb. Provisions

Provisions are recognized when the Group has a present obligation, (legal and/or constructive) as a result of a past event, and it is probable that an outflow of resources embodying economic benefits will be required to settle the obligation and a reliable estimate can be made of the amount of the obligation.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

cc. Laba per Saham

Laba per saham dasar dihitung dengan membagi laba periode/tahun berjalan yang dapat diatribusikan kepada pemilik modal biasa atas entitas induk dengan jumlah rata-rata tertimbang saham biasa yang beredar pada periode/tahun yang bersangkutan.

Laba bersih per saham dilusian dihitung dengan membagi laba periode/tahun berjalan yang dapat diatribusikan kepada pemilik modal biasa atas entitas induk dengan jumlah rata-rata tertimbang saham biasa yang beredar pada periode/tahun berjalan ditambah dengan rata-rata tertimbang saham biasa yang akan diterbitkan konversi semua instrumen berpotensi saham biasa yang bersifat dilutif dengan menjadi saham biasa.

dd. Biaya Pinjaman

Biaya pinjaman yang dapat diatribusikan langsung dengan perolehan, pembangunan atau pembuatan aset kualifikasian dikapitalisasi sebagai bagian biaya perolehan aset tersebut. Biaya pinjaman lainnya diakui sebagai beban pada saat terjadi. Biaya pinjaman terdiri dari biaya bunga dan biaya lain yang ditanggung oleh Grup sehubungan dengan peminjaman dana.

ee. Aset Dimiliki untuk Dijual dan Operasi yang Dihentikan

Aset dimiliki untuk dijual

Aset tidak lancar diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual jika nilai tercatatnya akan dipulihkan terutama melalui transaksi penjualan daripada melalui pemakaian berlanjut.

Aset dimiliki untuk dijual diukur pada nilai yang lebih rendah antara nilai tercatat dan nilai wajar setelah dikurangi biaya untuk menjual.

Aset tetap dan aset tak berwujud tidak didepresiasi atau diamortisasi setelah diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual.

Aset dan liabilitas diklasifikasikan sebagai tersedia untuk dijual disajikan terpisah sebagai bagian lancar pada laporan posisi keuangan konsolidasian.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

cc. Earnings per Share

Basic earnings per share is calculated by dividing the profit for the period/year attributable to ordinary equity holders of the parent entity by the weighted average number of ordinary shares outstanding during the period/year.

Diluted earnings per share is calculated by dividing the profit for the period/year attributable to ordinary equity holders of the parent entity by the weighted average number of ordinary shares outstanding during the period/year plus the weighted average number of ordinary shares that would be issued on conversion of all the dilutive potential ordinary shares into ordinary shares.

dd. Borrowing Costs

Borrowing costs that are directly attributable to the acquisition, construction and production of a qualifying asset are capitalized as part of the cost of the related assets. Otherwise, borrowing costs are recognized as expenses when incurred. Borrowing costs consist of interests and other financing charges that the Group incurs in connection with the borrowing of funds.

ee. Assets Held for Sale and Discontinued Operations

Assets held for sale

Non-current assets are classified as held for sale if their carrying amounts will be recovered principally through a sale transaction rather than through continuing use.

Assets held for sale are measured at the lower of their carrying amount and fair value less costs to sell.

Property, plant and equipment and intangible assets are not depreciated or amortised once classified as held for sale.

Assets and liabilities classified as held for sale are presented separately as current items in the consolidated statements of financial position.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

ee. Aset Dimiliki untuk Dijual dan Operasi yang Dihentikan (lanjutan)

Operasi yang dihentikan

Operasi yang dihentikan adalah komponen entitas yang telah dilepaskan atau diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual, dan

- Mewakili lini usaha atau area geografis operasi utama yang terpisah; dan
- Bagian dari rencana tunggal terkoordinasi untuk melepaskan lini usaha atau area geografis operasi utama yang terpisah, atau
- Entitas anak yang diperoleh secara khusus dengan tujuan dijual kembali.

Operasi yang dihentikan disajikan terpisah dari hasil usaha operasi yang dilanjutkan dan disajikan sebagai suatu jumlah tunggal laba atau rugi setelah pajak dari operasi yang dihentikan dalam laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian. Informasi komparatif periode sebelumnya diklasifikasikan kembali untuk menyelesaikan dengan penyajian tersebut.

Jika kriteria dimiliki untuk dijual tidak lagi dipenuhi, aset tersebut diklasifikasikan kembali pada klasifikasi sebelum aset tersebut dikategorikan sebagai tersedia dijual dan diukur pada yang lebih rendah antara (a) jumlah tercatat aset tersebut (atau kelompok lepasan) diklasifikasikan sebelum dimiliki untuk dijual, disesuaikan dengan penyusutan dan amortisasi yang seharusnya diakui apabila aset tersebut (kelompok lepasan) tidak diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual, dan (b) jumlah terpulihkan pada saat tanggal keputusan tidak menjual. Hasil usaha yang sebelumnya disajikan pada operasi yang dihentikan diklasifikasikan kembali dan termasuk dalam penghasilan dari operasi yang dilanjutkan untuk semua periode sajian.

Pengungkapan tambahan disajikan pada Catatan 36. Catatan laporan keuangan lainnya terutama merupakan jumlah untuk operasi yang dilanjutkan, kecuali disebutkan lain.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

ee. Assets Held for Sale and Discontinued Operations (continued)

Discontinued Operations

A discontinued operations is a component of a company that either has been disposed of, or is classified as held for sale, and

- *Represents a separate major line of business or major geographical area of operations; and*
- *Is part of a single co-ordinated plan to dispose of a separate major line of business or major geographical area of operations, or*
- *Is a subsidiary acquired exclusively with a view to re-sell.*

Discontinued operations are excluded from the results of continuing operations and presented as a single amount as profit or loss after tax from discontinued operations in the consolidated statements of profit or loss and other comprehensive income. The comparative prior period information are re-presented to align with such presentation.

If held for sale criteria are no longer met, such assets are re-presented to the classification prior to held for sale classification and measured at the lower of (a) its carrying amount before the asset (or disposal group) was classified as held for sale, adjusted for any depreciation, amortization that would have been recognized had the asset (or disposal group) not been classified as held for sale, and (b) its recoverable amount at the date of the subsequent decision not to sell. The results of operations of the component previously presented in discontinued operations shall be reclassified and included in income from continuing operations for all periods presented.

Additional disclosures are provided in Note 36. All other notes to the financial statements mainly include amounts for continuing operations, unless otherwise mentioned.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

ff. Peristiwa Setelah Periode Pelaporan

Peristiwa setelah akhir tahun yang memberikan informasi tambahan tentang posisi Grup pada akhir periode pelaporan (peristiwa penyesuaian) dicerminkan dalam laporan keuangan konsolidasian. Peristiwa setelah akhir tahun yang tidak disesuaikan diungkapkan dalam catatan atas laporan keuangan konsolidasian jika material.

gg. Amandemen dan Penyesuaian Standar Akuntansi yang berlaku efektif 1 Januari 2019

Penerapan amandemen dan penyesuaian standar berikut yang berlaku efektif 1 Januari 2019 tidak menimbulkan perubahan substansial terhadap kebijakan akuntansi Grup dan tidak memiliki dampak yang material atas jumlah yang dilaporkan untuk periode berjalan atau periode keuangan sebelumnya:

- Amendemen PSAK No. 24: "Imbalan Kerja".
- ISAK No. 33: "Transaksi Valuta Asing dan Imbalan di Muka".
- ISAK No. 34: "Ketidakpastian dalam Perlakuan Pajak Penghasilan".

  Interpretasi ini mengatur akuntansi pajak penghasilan ketika perlakuan pajak melibatkan ketidakpastian yang mempengaruhi penerapan PSAK No. 46: Pajak Penghasilan. Interpretasi ini tidak berlaku untuk pajak atau retribusi di luar ruang lingkup PSAK No. 46, juga tidak secara khusus mencakup persyaratan yang berkaitan dengan bunga dan denda yang terkait dengan ketidakpastian perlakuan pajak. Interpretasi ini secara khusus membahas hal-hal berikut:

  i. Apakah suatu entitas mempertimbangkan ketidakpastian perlakuan pajak secara terpisah;
  ii. Asumsi yang dibuat entitas tentang pemeriksaan atas perlakuan pajak oleh otoritas perpajakan;
  iii. Bagaimana entitas menentukan laba pajak/(rugi pajak), dasar pengenaan pajak, rugi pajak yang belum digunakan, kredit pajak yang belum digunakan dan tarif pajak; dan
  iv. Bagaimana entitas mempertimbangkan perubahan fakta dan keadaan terkait.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

ff. Events After Reporting Period

Post year-end events that provide additional information about the Group's position at end of reporting period (adjusting events) are reflected in the consolidated financial statements. Post year-end events that are not adjusting events are disclosed in the notes to consolidated financial statements when material.

gg. Accounting Standards Amendments, and Annual Improvements which became effective January 1, 2019

The adoption of the following amendments, improvements which became effective on January 1, 2019, did not result in substantial changes to the Group's accounting policies and had no material effect on the amounts reported for the current or prior financial periods:

- *Amendments of PSAK No. 24: "Employee Benefits".*
- *ISAK No. 33: "Foreign Currency Transaction and Advance Consideration".*
- *ISAK No. 34: "Uncertainty over Income Tax Treatments".*

  The interpretation addresses the accounting for income taxes when tax treatments involve uncertainty that affects the application of PSAK No. 46: Income Taxes. It does not apply to taxes or levies outside the scope of PSAK No. 46, nor does it specifically include requirements relating to interest and penalties associated with uncertain tax treatments. The interpretation specifically addresses the following:

  i. Whether an entity considers uncertain tax treatments separately;
  ii. The assumptions an entity makes about the examination of tax treatments by taxation authorities;
  iii. How an entity determines taxable profit/(tax loss), tax bases, unused tax losses, unused tax credits and tax rate; and
  iv. How an entity considers changes in facts and circumstances.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

gg. Amandemen dan Penyesuaian Standar Akuntansi yang berlaku efektif 1 Januari 2019 (lanjutan)

- ISAK No. 34: "Ketidakpastian dalam Perlakuan Pajak Penghasilan" (lanjutan)

  Grup menentukan apakah akan mempertimbangkan masing-masing perlakuan pajak yang tidak pasti secara terpisah atau bersama-sama dengan satu atau lebih perlakuan pajak tidak pasti lainnya dan menggunakan pendekatan yang dapat memprediksi penyelesaian ketidakpastian tersebut dengan lebih baik.

  Grup menerapkan pertimbangan signifikan dalam mengidentifikasi ketidakpastian atas perlakuan pajak penghasilan. Karena Grup beroperasi dalam lingkungan multinasional yang kompleks, Grup menilai apakah Interpretasi berdampak pada laporan keuangan konsolidasiannya.

  Pada saat melakukan adopsi Interpretasi, Grup mempertimbangkan apakah mereka memiliki posisi pajak yang tidak pasti, terutama yang berkaitan dengan transfer pricing. Pelaporan pajak Perusahaan dan entitas anak di berbagai yurisdiksi termasuk pengurangan beban pajak terkait dengan transfer pricing dan otoritas perpajakan mungkin dapat memiliki pandangan yang berbeda atas perlakuan pajak tersebut.

  Grup menentukan, berdasarkan pada kepatuhan perpajakannya dan studi penentuan *transfer pricing*, bahwa besar kemungkinan perlakuan pajaknya (termasuk untuk masing-masing entitas anak) akan diterima oleh otoritas perpajakan.

hh. Standar Akuntansi yang Telah Disahkan Namun Belum Berlaku Efektif

Amandemen standar akuntansi yang telah disahkan oleh Dewan Standar Akuntansi Keuangan (DSAK), tetapi belum berlaku efektif untuk laporan keuangan periode berjalan diungkapkan di bawah ini. Grup bermaksud untuk menerapkan standar tersebut, jika dipandang relevan, saat telah menjadi efektif.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

gg. Accounting Standards Amendments, and Annual Improvements which became effective January 1, 2019 (continued)

- *ISAK No. 34: "Uncertainty over Income Tax Treatments" (continued)*

  The Group determines whether to consider each uncertain tax treatment separately or together with one or more other uncertain tax treatments and uses the approach that better predicts the resolution of the uncertainty.

  The Group applies significant judgement in identifying uncertainties over income tax treatments. Since the Group operates in a complex multinational environment, it assessed whether the Interpretation had an impact on its consolidated financial statements.

  Upon adoption of the Interpretation, the Group considered whether it has any uncertain tax positions, particularly those relating to transfer pricing. The Company's and the subsidiaries' tax filings in different jurisdictions include deductions related to transfer pricing and the taxation authorities may challenge those tax treatments.

  The Group determined, based on its tax compliance and transfer pricing study, that it is probable that its tax treatments (including those for each subsidiary) will be accepted by the taxation authorities.

hh. Accounting Standards Issued but Not Yet Effective

The amendments to accounting standards that are issued by the Indonesian Financial Accounting Standards Board (DSAK), but not yet effective for current period consolidated financial statements are disclosed below. The Group intends to adopt these standards, if applicable, when they become effective.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

hh. Standar Akuntansi yang Telah Disahkan Namun Belum Berlaku Efektif (lanjutan)

Efektif berlaku pada atau setelah tanggal 1 Januari 2020:

- PSAK No. 71: "Instrumen Keuangan". Penerapan dini diperkenankan.

  PSAK ini merevisi persyaratan terkait klasifikasi dan pengukuran instrumen keuangan, termasuk model kerugian kredit ekspektasian untuk menghitung penurunan nilai aset keuangan, dan persyaratan akuntansi lindung nilai secara umum yang baru.

- PSAK No. 72: "Pendapatan dari Kontrak dengan Pelanggan". Penerapan dini diperkenankan.

  PSAK ini menetapkan kerangka yang komprehensif untuk menentukan bagaimana, kapan dan berapa besar pendapatan dapat diakui. PSAK No. 72 menggantikan sejumlah standar akuntansi pendapatan yang ada saat ini, termasuk PSAK No. 23, PSAK No. 34 dan ISAK No. 10.

  Standar akuntansi ini mengharuskan Grup menerapkan model 5-langkah dalam mengakui pendapatan. Grup harus mengindentifikasi pelaksanaan obligasi yang disyaratkan tiap kontrak dengan pelanggan, termasuk pertimbangan variabel, dan hanya mengakui pendapatan sesuai harga transaksi yang dialokasi/ditentukan pada saat pelaksanaan obligasi dipenuhi. PSAK ini dapat diadopsi retrospektif penuh atau retrospektif yang dimodifikasi.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

hh. Accounting Standards Issued but Not Yet Effective (continued)

Effective on or after January 1, 2020:

- *PSAK No. 71: "Financial Instruments". Earlier application is permitted.*

  This PSAK revised the requirements related to the classification and measurement of financial instruments, including the expected credit loss model for calculation of impairment of financial assets, and new general hedging accounting requirements.

- *PSAK No. 72: "Revenue from Contracts with Customers". Earlier application is permitted.*

  This PSAK sets out a comprehensive framework to determine how, when and how much revenue can be recognized. PSAK No. 72 supersedes some current revenue accounting standards, including PSAK No. 23, PSAK No. 34 and ISAK No. 10.

  This accounting standard requires the Group to apply 5-step model in recognizing revenue. The Group will be required to identify performance obligation promised in each contract with the customer, including any variable consideration, and only recognize revenue in accordance with the determined/allocated transactions price upon satisfaction of the performance obligation. This PSAK can be applied either using full retrospective approach or modified retrospective approach.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

hh. Standar Akuntansi yang Telah Disahkan Namun Belum Berlaku Efektif (lanjutan)

Efektif berlaku pada atau setelah tanggal 1 Januari 2020 (lanjutan):

- PSAK No. 73: "Sewa". Penerapan dini diperkenankan khusus bagi entitas yang telah menerapkan PSAK No. 72 yang menetapkan prinsip pengakuan, pengukuran, penyajian, dan pengungkapan atas sewa dengan memperkenalkan model akuntansi tunggal khususnya untuk penyewa seperti sewa pembiayaan dalam PSAK No. 30 yang digantikan.

  Standar mengecualikan dua pengakuan atas sewa atas aset dengan nilai rendah dan sewa jangka pendek. Saat tanggal sewa dimulai, penyewa mengakui liabilitas atas pembayaran sewa dan aset atas hak penggunaan aset sewa selama jangka waktu sewa. Penyewa disyaratkan untuk mengakui secara terpisah beban bunga untuk liabilitas sewa dan beban depresiasi untuk hak penggunaan aset. Perlakuan akuntansi untuk *lessor* secara substansi tidak berubah dari PSAK No. 30 yang digantikan. PSAK ini dapat diadopsi secara retrospektif.

- Amandemen PSAK No. 15: "Investasi pada Entitas Asosiasi dan Ventura Bersama". Penerapan dini diperkenankan.

  Amandemen ini mengatur bahwa entitas juga menerapkan PSAK No. 71 atas instrumen keuangan pada entitas asosiasi atau ventura bersama dimana metode ekuitas tidak diterapkan. Hal ini termasuk kepentingan jangka panjang yang secara substansi membentuk bagian investasi neto entitas pada entitas asosiasi dan ventura bersama.

- Amandemen PSAK No. 71: "Instrumen Keuangan, tentang Fitur Percepatan Pelunasan dengan Kompensasi Negatif". Penerapan dini diperkenankan.

  Amandemen ini mengatur bahwa aset keuangan dengan fitur percepatan pelunasan yang dapat menghasilkan kompensasi negatif memenuhi kualifikasi sebagai arus kas kontraktual yang berasal semata dari pembayaran pokok dan bunga.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

hh. Accounting Standards Issued but Not Yet Effective (continued)

Effective on or after January 1, 2020 (continued):

- *PSAK No. 73: "Leases". Earlier application is permitted. Earlier application is permitted only for entities that apply PSAK No. 72, which establishes the principles of recognition, measurement, presentation, and disclosure of leases by introducing a single accounting model specifically for lessee in a similar way to finance leases under the superseded PSAK No. 30.*

  The standard includes two recognition exemptions for lessees such as for leases of 'low-value' assets and short-term leases. At the commencement date of a lease, a lessee will recognize a liability to make lease payments and an asset representing the right to use the underlying asset during the lease term. Lessees will be required to separately recognize the interest expense on the lease liability and the depreciation expense on the right-of-use asset. Lessor accounting is substantially unchanged from the superseded PSAK No. 30. This PSAK shall be adopted retrospectively.

- *Amendment of PSAK No. 15: "Investment in Associates and Joint Ventures". Earlier application is permitted.*

  This amendment regulates that the entity also implements PSAK No. 71 on financial instruments at associates and joint ventures when equity method is not applicable. This includes long-term interest which substantially forms net investment in associates and joint ventures.

- *Amendment of PSAK No. 71: "Financial Instruments, regarding Prepayment Features with Negative Compensation". Earlier application is permitted.*

  This amendment regulates that financial assets with prepayment features that result in negative compensation meet the qualification as contractual cashflows that are solely payments of principal and interest.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

hh. Standar Akuntansi yang Telah Disahkan Namun Belum Berlaku Efektif (lanjutan)

Efektif berlaku pada atau setelah tanggal 1 Januari 2021:

- Amandemen PSAK No. 22: "Definisi Bisnis". Penerapan dini diperkenankan.

  Amandemen ini dikeluarkan untuk membantu entitas menentukan apakah akuisisi serangkaian kegiatan dan aset yang diperoleh adalah bisnis. Mengklarifikasi persyaratan minimum untuk bisnis, menghapus penilaian apakah pelaku pasar mampu menggantikan elemen yang hilang, menambahkan panduan untuk membantu entitas menilai apakah proses yang diperoleh adalah substantif, mempersempit definisi bisnis dan output, dan memperkenalkan uji konsentrasi nilai wajar opsional.

Grup sedang mengevaluasi dampak dari standar akuntansi tersebut dan belum menentukan dampaknya terhadap laporan keuangan konsolidasian.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

hh. Accounting Standards Issued but Not Yet Effective (continued)

Effective on or after January 1, 2021:

- *Amendments of PSAK No. 22: "Definitions of Business". Earlier application is permitted.*

  These amendments were issued to help entities determine whether an acquired set of activities and assets is a business or not. They clarify the minimum requirements for a business, remove the assessment of whether market participants are capable of replacing any missing elements, add guidance to help entities assess whether an acquired process is substantive, narrow the definitions of a business and of outputs, and introduce an optional fair value concentration test.

The Group is presently evaluating and has not yet determined the effects of these accounting standards on the consolidated financial statements.

3. PERTIMBANGAN, ESTIMASI DAN ASUMSI AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN

Penyusunan laporan keuangan konsolidasian Grup mengharuskan manajemen untuk membuat pertimbangan, estimasi dan asumsi yang mempengaruhi jumlah pendapatan, beban, aset dan liabilitas yang dilaporkan, dan pengungkapan atas liabilitas kontinjensi, pada tanggal pelaporan.

Ketidakpastian mengenai estimasi dan asumsi tersebut dapat mengakibatkan penyesuaian material terhadap nilai tercatat dari aset dan liabilitas di masa yang akan datang.

Pertimbangan

Pertimbangan berikut ini dibuat oleh manajemen dalam rangka penerapan kebijakan akuntansi Grup yang memiliki pengaruh paling signifikan atas jumlah yang diakui dalam laporan keuangan konsolidasian:

3. SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGMENTS, ESTIMATES AND ASSUMPTIONS

The preparation of the Group's consolidated financial statements requires management to make judgments, estimates and assumptions that affect the reported amounts of revenues, expenses, assets and liabilities, and the disclosure of contingent liabilities, at the reporting date.

Uncertainty about these estimates and assumptions could result in outcomes that require a material adjustment to the carrying amount of the asset or liability affected in the future.

Judgments

The following judgments are made by management in the process of applying the Group's accounting policies that have the most significant effects on the amounts recognized in the consolidated financial statements:

3. PERTIMBANGAN, ESTIMASI DAN ASUMSI AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

Pertimbangan (lanjutan)

Pajak Penghasilan

Pertimbangan signifikan dilakukan dalam menentukan provisi atas pajak penghasilan badan. Terdapat transaksi dan perhitungan tertentu yang penentuan pajak akhirnya tidak dapat ditentukan secara pasti dalam kegiatan usaha normal. Grup mengakui liabilitas atas pajak penghasilan badan berdasarkan estimasi apakah akan terdapat tambahan pajak penghasilan badan yang akan terutang.

Klasifikasi Aset dan Liabilitas Keuangan

Grup menetapkan klasifikasi aset dan liabilitas tertentu sebagai aset keuangan dan liabilitas keuangan apabila aset dan liabilitas tersebut memenuhi definisi yang ditetapkan PSAK No. 55 berdasarkan pertimbangan Grup.

Dengan demikian, aset keuangan dan liabilitas keuangan diakui sesuai dengan kebijakan akuntansi Grup seperti diungkapkan pada Catatan 2u.

Pengaturan Bersama

Pertimbangan diperlukan untuk menentukan kapan Grup memiliki pengendalian bersama terhadap sebuah pengaturan, yang memerlukan penilaian dari aktivitas yang relevan dan apabila keputusan sehubungan dengan aktivitas tersebut mengharuskan persetujuan dengan suara bulat.

Grup menetapkan bahwa aktivitas relevan bagi Grup untuk pengaturan bersama adalah aktivitas yang berhubungan dengan keputusan keuangan, operasional dan modal dari pengaturan tersebut. Pertimbangan-pertimbangan yang dibuat dalam menentukan pengendalian bersama adalah sama dengan penentuan pengendalian atas entitas anak.

Pertimbangan juga diperlukan untuk menentukan klasifikasi suatu pengaturan bersama. Pengklasifikasian tersebut mengharuskan Grup menilai hak dan kewajibannya yang timbul dari pengaturan bersama. Secara khusus, Grup mempertimbangkan:

3. SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGMENTS, ESTIMATES AND ASSUMPTIONS (continued)

Judgments (continued)

Income Tax

Significant judgment is involved in determining the provision for corporate income tax. There are certain transactions and computations for which the ultimate tax determination is uncertain in the ordinary course of business. The Group recognizes liabilities for corporate income tax based on estimation of whether additional corporate income tax will be due.

Classification of Financial Assets and Liabilities

The Group determines the classifications of certain assets and liabilities as financial assets and liabilities if they meet the definition set forth in PSAK No. 55 based on the Group's judgment.

Accordingly, the financial assets and liabilities are accounted for in accordance with the Group's accounting policies disclosed in Note 2u.

Joint Arrangements

Judgment is required to determine when the Group has joint control over an arrangement, which requires an assessment of the relevant activities and when the decisions in relation to those activities require unanimous consent.

The Group has determined that the relevant activities for its joint arrangements are those relating to the financial, operational and capital decisions of the arrangement. The considerations made in determining joint control are similar to those necessary to determine control over subsidiaries.

Judgment is also required to classify a joint arrangement. Classifying the arrangement requires the Group to assess their rights and obligations arising from the arrangement. Specifically, the Group considers:

3. PERTIMBANGAN, ESTIMASI DAN ASUMSI AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

Pertimbangan (lanjutan)

Pengaturan Bersama (lanjutan)

- Struktur pengaturan bersama - apakah dibentuk melalui kendaraan terpisah;
- Ketika pengaturan bersama dibentuk melalui kendaraan terpisah, Grup juga mempertimbangkan hak dan kewajiban para pihak yang timbul dari:
  - Bentuk hukum dari kendaraan terpisah;
  - Persyaratan pengaturan kontraktual; dan
  - Fakta dan keadaan lainnya, jika relevan.

Penilaian tersebut sering memerlukan pertimbangan yang signifikan. Kesimpulan yang berbeda baik atas kesimpulan mengenai pengendalian bersama dan apakah suatu pengaturan adalah sebuah operasi bersama atau ventura bersama, dapat secara material mempengaruhi perlakuan akuntansinya.

Penilaian Perjanjian Kontraktual

Manajemen menggunakan pertimbangannya dalam menentukan apakah perjanjian kontraktual dengan PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) ("PLN"), PT PLN Batam, PT PLN (Persero) Wilayah Sumatera Selatan, Jambi dan Bengkulu ("PLN WS2JB") dan PT Perusahaan Listrik Negara Distribusi Jawa Barat ("PLNDJB") termasuk dalam ruang lingkup ISAK No. 16, "Perjanjian Konsesi Jasa". Berdasarkan evaluasi manajemen terhadap syarat dan ketentuan perjanjian, diputuskan bahwa suatu perjanjian termasuk dalam ruang lingkup ISAK No. 16 jika memenuhi kriteria pengendalian dalam ISAK No. 16 sebagai berikut:

- Pemberi konsesi mengendalikan atau meregulasi jasa apa yang harus diberikan oleh operator dengan infrastruktur, kepada siapa jasa harus diberikan dan berapa harganya; dan
- Pemberi konsesi mengendalikan - melalui kepemilikan, hak manfaat, atau bentuk lain - atas setiap kepentingan residu signifikan dalam infrastruktur pada akhir masa perjanjian.

3. SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGMENTS, ESTIMATES AND ASSUMPTIONS (continued)

Judgments (continued)

Joint Arrangements (continued)

- *The structure of the joint arrangement - whether it is structured through a separate vehicle;*
- *When the arrangement is structured through a separate vehicle, the Group also considers the rights and obligations arising from:*
  - *The legal form of the separate vehicle;*
  - *The terms of the contractual arrangement; and*
  - *Other relevant facts and circumstances.*

This assessment often requires significant judgment. A different conclusion about both joint control and whether the arrangement is a joint operation or a joint venture, may materially impact the accounting treatment.

Contractual Arrangement Assessment

The management exercises its judgment in determining whether or not the contractual arrangements with PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) ("PLN"), PT PLN Batam, PT PLN (Persero) Wilayah Sumatera Selatan, Jambi dan Bengkulu ("PLN WS2JB") and PT Perusahaan Listrik Negara Distribusi Jawa Barat ("PLNDJB") fall within the scope of ISAK No. 16, "Service Concession Arrangements". Based on management's evaluation of the terms of the arrangement, it determines that the arrangement is within the scope of ISAK No. 16 if it meets the control criteria set out in ISAK No. 16 as follows:

- *The grantor controls or regulates what services the operator must provide with the infrastructure, to whom it must provide them, and at what price; and*
- *The grantor controls - through ownership, beneficial entitlement or otherwise-any significant residual interest in the infrastructure at the end of the term of the arrangement.*

3. PERTIMBANGAN, ESTIMASI DAN ASUMSI AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

Pertimbangan (lanjutan)

Penilaian Perjanjian Kontraktual (lanjutan)

Dasar bagi Grup untuk mengakui konsesi aset keuangan telah disajikan pada Catatan 2m.

Jika perjanjian tidak termasuk dalam ruang lingkup ISAK No. 16, manajemen menggunakan pertimbangannya dalam menentukan apakah perjanjian mengandung suatu sewa dan lebih lanjut menentukan klasifikasi dari sewa tersebut. Berdasarkan evaluasi, manajemen telah menentukan bahwa perjanjian dengan PLN tidak termasuk dalam ruang lingkup ISAK No. 16 karena pemenuhan perjanjian bergantung pada penggunaan satu atau beberapa aset spesifik dan perjanjian tersebut memberikan suatu hak untuk menggunakan aset tersebut. Manajemen mengklasifikasikan sewa sebagai sewa pembiayaan karena berdasarkan evaluasi manajemen, syarat perjanjian mencakup sebagian besar umur ekonomi aset dan pada awal sewa, nilai kini dari jumlah pembayaran sewa minimum secara substansial mendekati nilai wajar aset sewaan.

Aset dimiliki untuk dijual

Manajemen menentukan entitas anak tertentu sebagai operasi yang dihentikan dan mengklasifikasikannya sebagai kelompok lepasan yang dimiliki untuk dijual.

Manajemen menentukan bahwa entitas anak tertentu tersebut memenuhi kriteria untuk diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual pada tanggal pelaporan dengan pertimbangan berikut:

- Entitas anak tersebut tersedia untuk segera dijual dan dapat dijual kepada pembeli pada kondisinya saat ini.
- Tindakan yang diperlukan untuk menyelesaikan penjualan telah dimulai dan diperkirakan akan diselesaikan dalam waktu satu tahun dari tanggal pengklasifikasian pertama kali.
- Pembeli potensial telah diidentifikasi dan negosiasi telah dimulai pada tanggal pelaporan.

Penjelasan lebih rinci diungkapkan pada Catatan 36.

3. SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGMENTS, ESTIMATES AND ASSUMPTIONS (continued)

Judgments (continued)

Contractual Arrangement Assessment (continued)

The basis for the Group to recognize concession financial assets has been disclosed in Note 2m.

If the arrangement does not fall within ISAK No. 16, the management also exercises its judgment in determining if the arrangement contains a lease and further determines the classification of the lease. Based on such evaluation, the management has determined that the arrangement with PLN does not fall within the scope of ISAK No. 16 as the fulfillment of the arrangement is dependent on the use of a specific asset or assets (the asset) and the arrangement conveys a right to use the asset. The management classifies the lease as finance lease if based on management's evaluation, the term of the arrangement constitutes a substantial portion of the economic life of the asset, and at the inception of the lease, the present value of the minimum lease payments amounts to substantially the fair value of the leased assets.

Assets Held for Sale

The management has determined certain subsidiaries as discontinued operations and classified it as disposal group held for sale.

The management considered the subsidiaries meet the criteria to be classified as held for sale at the reporting date for the following reasons:

- *The subsidiaries are available for immediate sale and can be sold to the buyer in its current condition.*
- *The action to complete the sale were initiated and expected to be completed within one year from the date of initial classification.*
- *A potential buyer has been identified and negotiations have been initiated as at reporting date.*

Further details are disclosed in Note 36.

3. PERTIMBANGAN, ESTIMASI DAN ASUMSI AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

Estimasi dan Asumsi

Asumsi utama masa depan dan sumber utama ketidakpastian estimasi lain pada tanggal pelaporan yang memiliki risiko signifikan yang mungkin mengakibatkan penyesuaian yang material terhadap nilai tercatat aset dan liabilitas untuk periode berikutnya diungkapkan di bawah ini. Grup mendasarkan estimasi dan asumsi pada parameter yang tersedia pada saat laporan keuangan konsolidasian disusun. Asumsi dan situasi mengenai perkembangan masa depan tersebut mungkin berubah akibat perubahan pasar atau situasi yang timbul di luar kendali Grup. Perubahan tersebut dicerminkan dalam asumsi terkait pada saat terjadinya.

Alokasi Biaya Perolehan dan Penurunan Nilai *Goodwill*

Akuntansi akuisisi mengharuskan penggunaan estimasi akuntansi secara ekstensif dalam mengalokasikan biaya perolehan ke nilai pasar wajar yang andal atas aset dan liabilitas yang diakuisisi, termasuk aset tak berwujud. Sesuai PSAK No. 22, *goodwill* tidak diamortisasi dan diuji untuk penurunan nilai setiap tahun. Penjelasan lebih lanjut diungkapkan pada Catatan 44.

Penyisihan atas Penurunan Nilai Piutang

Grup mengevaluasi akun tertentu jika terdapat informasi bahwa pelanggan dan debitur yang bersangkutan tidak dapat memenuhi kewajiban keuangannya. Dalam hal tersebut, Grup mempertimbangkan, berdasarkan fakta dan situasi yang tersedia, termasuk namun tidak terbatas pada, jangka waktu hubungan dengan pelanggan atau debitur dan atau status kredit dari pelanggan atau debitur berdasarkan catatan kredit dari pihak ketiga dan faktor pasar yang telah diketahui, untuk mencatat provisi spesifik atas jumlah piutang pelanggan atau debitur guna mengurangi jumlah piutang sebesar jumlah yang diharapkan dapat diterima oleh Grup. Provisi spesifik ini dievaluasi kembali dan disesuaikan jika tambahan informasi yang diterima mempengaruhi jumlah penyisihan untuk penurunan nilai piutang. Nilai tercatat dari piutang usaha Grup sebelum cadangan untuk penurunan nilai pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018 masing-masing sebesar AS$231.426.578 dan AS$171.123.138. Penjelasan lebih lanjut diungkapkan dalam Catatan 6. Nilai tercatat dari piutang lain-lain Grup sebelum cadangan untuk penurunan nilai pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018 termasuk porsi lancar dan tidak lancar masing-masing sebesar AS$323.648.752 dan AS$233.987.658. Penjelasan lebih lanjut diungkapkan dalam Catatan 7.

3. SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGMENTS, ESTIMATES AND ASSUMPTIONS (continued)

Estimates and Assumptions

The key assumptions concerning the future and other key sources of estimation uncertainty at the reporting date that have a significant risk of causing a material adjustment to the carrying amounts of assets and liabilities within the next financial year are disclosed below. The Group based its estimates and assumptions on parameters available when the consolidated financial statements were prepared. Existing circumstances and assumptions about future developments may change due to market changes or circumstances arising beyond the control of the Group. Such changes in the assumptions are reflected when they occur.

Purchase Price Allocation and Goodwill Impairment

Acquisition accounting requires extensive use of accounting estimates to allocate the purchase price to the reliable fair market values of the assets and liabilities purchased, including intangible assets. Under PSAK No. 22, goodwill is not amortized and is subject to an annual impairment testing. Further details are disclosed in Note 44.

Allowance for Impairment of Receivables

The Group evaluates specific accounts where it has information that certain customers and debtors are unable to meet their financial obligations. In these cases, the Group uses judgment, based on the best available facts and circumstances, including but not limited to, the length of its relationship with the customer or debtor and or the customer's or debtor's current credit status based on third party credit reports and known market factors, to record specific provisions for customers or debtors against amounts due to reduce its receivable amounts that the Group expects to collect. These specific provisions are re-evaluated and adjusted as additional information received affects the amounts of allowance for impairment of receivables. The carrying amounts of the Group's trade receivables before allowance for impairment as of December 31, 2019 and 2018 are US$231,426,578 and US$171,123,138, respectively. Further details are presented in Note 6. The carrying amounts of the Group's other receivables before allowance for impairment as of December 31, 2019 and 2018 inclusive of current and non-current portions, are US$323,648,752 and US$233,987,658, respectively. Further details are presented in Note 7.

3. PERTIMBANGAN, ESTIMASI DAN ASUMSI AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

Estimasi dan Asumsi (lanjutan)

Penurunan Nilai Aset Non-Keuangan

Grup mengevaluasi apakah terdapat indikator penurunan nilai untuk semua aset non-keuangan (kecuali *goodwill*, yang dievaluasi secara tahunan tanpa memperhitungkan ada tidaknya indikator) pada setiap tanggal pelaporan. Ketika terdapat indikator penurunan nilai, estimasi formal atas jumlah terpulihkan dilakukan, yang merupakan jumlah yang lebih tinggi antara nilai wajarnya dikurangi biaya pelepasan dengan nilai pakainya. Penilaian tersebut memerlukan penggunaan estimasi dan asumsi seperti harga minyak jangka panjang, tingkat diskonto, biaya operasional, kebutuhan modal masa depan, biaya penutupan, potensi eksplorasi, cadangan dan kinerja operasional (termasuk volume produksi dan penjualan). Estimasi dan asumsi ini terpengaruh oleh risiko dan ketidakpastian. Karenanya, terdapat kemungkinan bahwa perubahan keadaan dapat mempengaruhi proyeksi tersebut, yang akan berpengaruh terhadap jumlah terpulihkan.

Asumsi-asumsi utama yang digunakan untuk menentukan jumlah terpulihkan untuk beberapa Unit Penghasil Kas diungkapkan pada Catatan 17.

Imbalan Pensiun dan Imbalan Pasca Kerja Lainnya

Penentuan kewajiban dan biaya pensiun dan imbalan pasca kerja lainnya Grup bergantung pada pemilihan asumsi yang digunakan oleh aktuaris independen. Asumsi tersebut termasuk tingkat diskonto, tingkat kenaikan gaji tahunan, tingkat pengunduran diri karyawan tahunan, tingkat kecacatan, umur pensiun dan tingkat kematian. Grup berkeyakinan bahwa asumsi tersebut adalah wajar dan sesuai, namun dikarenakan sifat jangka panjang dari liabilitas ini, estimasi tersebut adalah subyek dari ketidakpastian yang signifikan. Nilai tercatat atas liabilitas diestimasi imbalan kerja Grup pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018 termasuk porsi lancar dan tidak lancar masing-masing sebesar AS$25.211.350 dan AS$20.940.354. Penjelasan lebih rinci diungkapkan dalam Catatan 38.

3. SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGMENTS, ESTIMATES AND ASSUMPTIONS (continued)

Estimates and Assumptions (continued)

Impairment of Non-Financial Assets

The Group assesses whether there are any indicators of impairment for all non-financial assets (except goodwill, which is assessed annually regardless of indicators) at each reporting date. When an indicator of impairment exists, a formal estimate of the recoverable amount is made, which considered to be the higher of the fair value less cost to sell and value in use. The assessments require the use of estimates and assumptions such as long-term oil prices, discount rates, operating costs, future capital requirements, decommissioning costs, exploration potential, reserves and operating performance (which includes production and sales volumes). These estimates and assumptions are subject to risk and uncertainty. Therefore, there is possibility that changes in circumstances will impact these projections, which may impact the recoverable amount.

The key assumptions used to determine the recoverable amount for the different Cash Generating Units are disclosed in Note 17.

Pension and Other Post-Employment Benefits

The determination of the Group's obligations and cost for pension and other post-employment benefits is dependent on the assumptions used by the independent actuaries. These assumptions include discount rates, future annual salary increases, annual employee turn-over rate, disability rate, retirement age and mortality rate. While the Group believes that its assumptions are reasonable and appropriate, due to the long-term nature of these obligations, such estimates are subject to significant uncertainty. The carrying amounts of the Group's estimated liabilities for post-employment benefits as of December 31, 2019 and 2018 inclusive of current and non-current portions, are US$25,211,350 and US$20,940,354, respectively. Further details are disclosed in Note 38.

3. PERTIMBANGAN, ESTIMASI DAN ASUMSI AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

Estimasi dan Asumsi (lanjutan)

Penyusutan Aset Tetap

Biaya perolehan aset tetap disusutkan dengan menggunakan metode garis lurus berdasarkan estimasi masa manfaat ekonomisnya. Manajemen mengestimasi masa manfaat ekonomis aset tetap antara 3 sampai 25 tahun. Ini merupakan masa manfaat yang secara umum diharapkan dalam industri dimana Grup menjalankan bisnisnya. Perubahan tingkat pemakaian dan perkembangan teknologi dapat mempengaruhi masa manfaat ekonomis dan nilai sisa aset, dan karenanya biaya penyusutan masa depan mungkin dapat direvisi. Nilai tercatat neto atas aset tetap Grup pada tanggal tanggal 31 Desember 2019 dan 2018 masing-masing sebesar AS$40.647.869 dan AS$43.212.281. Penjelasan lebih rinci diungkapkan dalam Catatan 14.

Unit produksi (UOP) depresiasi aset minyak dan gas bumi

Aset minyak dan gas bumi didepresiasi menggunakan metode unit produksi (UOP) berdasarkan cadangan terbukti dikembangkan dan cadangan terbukti belum dikembangkan. Hal ini menghasilkan depresiasi/ amortisasi yang dibebankan proporsional dengan deplesi dari sisa produksi blok/aset yang diantisipasi.

Umur setiap aset, yang dinilai tiap tahun, memperhitungakan batas umur fisik aset dan penilaian kini jumlah terpulihkan ekonomis dari blok dimana aset berada. Perhitungan ini memerlukan estimasi dan asumsi, termasuk jumlah cadangan yang dapat dipulihkan dan estimasi belanjan modal masa depan. Perhitungan tarif UOP depresiasi dan amortisasi akan berdampak bila produksi aktual di masa depan berbeda dengan perkiraan masa kini berdasarkan jumlah cadangan terbukti, atau perubahan estimasi belanja modal.

3. SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGMENTS, ESTIMATES AND ASSUMPTIONS (continued)

Estimates and Assumptions (continued)

Depreciation of Property, Plant and Equipment

The costs of property, plant and equipment are depreciated on a straight-line basis over their estimated useful lives. Management estimates the useful lives of these property, plant and equipment to be within 3 to 25 years. These are common life expectancies applied in the industries where the Group conducts its businesses. Changes in the expected level of usage and technological development could impact the economic useful lives and the residual values of these assets, and therefore future depreciation charges could be revised. The net carrying amounts of the Group's property, plant and equipment as of December 31, 2019 and 2018 are US$40,647,869 and US$43,212,281, respectively. Further details are disclosed in Note 14.

Units of production (UOP) depreciation of oil and gas properties

Oil and gas properties are depreciated using the units of production (UOP) method over total proved developed and undeveloped proved reserves. This results in a depreciation/amortisation charged proportional to the depletion of the anticipated remaining production from the block/asset.

The life of each item, which is assessed at least annually, has regard to both its physical life limitations and present assessments of economically recoverable reserves of the block at which the asset is located. These calculations require the use of estimates and assumptions, including the amount of recoverable reserves and estimates of future capital expenditure. The calculation of the UOP rate of depreciation/amortisation will be impacted to the extent that actual production in the future is different from current forecast production based on total proved reserves, or future capital expenditure estimates change.

3. PERTIMBANGAN, ESTIMASI DAN ASUMSI AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

Estimasi dan Asumsi (lanjutan)

Aset Eksplorasi dan Evaluasi

Penerapan kebijakan akuntansi Grup untuk pengeluaran eksplorasi dan evaluasi memerlukan pertimbangan untuk menentukan apakah manfaat ekonomis masa depan mungkin diperoleh dari eksploitasi atau penjualan di masa depan, atau apakah aktivitas belum mencapai tahap yang memungkinkan untuk melakukan evaluasi yang andal atas keberadaan cadangan. Penentuan cadangan dan sumber daya merupakan proses estimasi yang melibatkan berbagai tingkat ketidakpastian tergantung bagaimana sumber daya diklasifikasikan. Estimasi ini mempengaruhi secara langsung kapan Grup akan menangguhkan pengeluaran eksplorasi dan evaluasi. Manajemen perlu membuat estimasi tertentu atas kejadian dan kondisi di masa depan dalam menerapkan kebijakan penangguhan ini, secara khusus, apakah kegiatan ekstraktif yang layak dan ekonomis dapat diperoleh. Estimasi dan asumsi tersebut dapat berubah pada saat informasi baru diperoleh. Jika, setelah pengeluaran dikapitalisasi, informasi tersedia menunjukkan bahwa pemulihan pengeluaran tersebut tidak lagi mungkin, jumlah yang dikapitalisasi tersebut dihapus pada periode di mana informasi baru tersebut tersedia.

Aset Pajak Tangguhan

Aset pajak tangguhan diakui atas seluruh rugi fiskal dan beda temporer yang dapat dikurangkan yang belum digunakan sepanjang besar kemungkinannya bahwa penghasilan kena pajak akan tersedia sehingga rugi fiskal tersebut dan beda temporer yang dapat dikurangkan dapat digunakan. Estimasi signifikan oleh manajemen diperlukan dalam menentukan jumlah aset pajak tangguhan yang dapat diakui, berdasarkan saat penggunaan dan tingkat penghasilan kena pajak disertai dengan strategi perencanaan pajak masa depan.

Pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, Grup memiliki aset pajak tangguhan yang tidak diakui. Penjelasan lebih rinci diungkapkan dalam Catatan 35.

3. SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGMENTS, ESTIMATES AND ASSUMPTIONS (continued)

Estimates and Assumptions (continued)

Exploration and Evaluation Assets

The application of the Group's accounting policy for exploration and evaluation expenditure requires judgement to determine whether future economic benefits are likely from future either exploitation or sale, or whether activities have not reached a stage which permits a reasonable assessment of the existence of reserves. The determination of reserves and resources is an estimation process that involves varying degrees of uncertainty depending on how the resources are classified. These estimates directly impact when the Group defers exploration and evaluation expenditure. The deferral policy requires management to make certain estimates and assumptions about future events and circumstances, in particular, whether an economically viable extraction operation can be established. Any such estimates and assumptions may change as new information becomes available. If, after expenditure is capitalized, information becomes available suggesting that the recovery of the expenditure is unlikely, the relevant capitalized amount is written off in the period when the new information becomes available.

Deferred Tax Assets

Deferred tax assets are recognized for all unused tax losses and deductable temporary difference to the extent that it is probable that taxable profit will be available against which the tax losses and deductible temporary difference can be utilized. Significant estimation by management are required to determine the amount of deferred tax assets that can be recognized, based upon the likely timing and the level of future taxable profits, together with future tax planning strategies.

As of December 31, 2019 and 2018, the Group has deferred tax assets that has not been recognized. Further details are disclosed in Note 35.

3. PERTIMBANGAN, ESTIMASI DAN ASUMSI AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

Estimasi dan Asumsi (lanjutan)

Penyisihan Penurunan Nilai dan Keusangan Persediaan

Penyisihan penurunan nilai dan keusangan persediaan diestimasi berdasarkan fakta dan keadaan terbaik yang tersedia, termasuk namun tidak terbatas kepada kondisi fisik persediaan yang dimiliki, harga jual pasar, estimasi biaya penyelesaian dan estimasi biaya yang timbul untuk penjualan. Provisi dievaluasi kembali dan disesuaikan jika terdapat tambahan informasi yang mempengaruhi jumlah yang diestimasi. Nilai tercatat persediaan Grup sebelum cadangan atas keusangan dan penurunan nilai pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018 masing-masing sebesar AS$96.482.602 dan AS$62.582.571. Penjelasan lebih rinci diungkapkan dalam Catatan 10.

Liabilitas Pembongkaran Aset dan Restorasi Area

Grup mengakui provisi untuk liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area terkait dengan sumur minyak dan gas bumi, fasilitas dan infrastruktur terkait. Dalam menentukan nilai provisi, asumsi dan estimasi yang diperlukan adalah tingkat diskonto dan biaya yang diharapkan untuk membongkar dan memindahkan semua peralatan dari daerah pengeboran dan restorasi area. Nilai tercatat dari provisi tersebut pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018 masing-masing sebesar AS$151.151.588 dan AS$88.565.809. Penjelasan lebih rinci diungkapkan dalam Catatan 47.

3. SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGMENTS, ESTIMATES AND ASSUMPTIONS (continued)

Estimates and Assumptions (continued)

Allowance for Decline in Value and Obsolescence of Inventories

Allowance for decline in value and obsolescence of inventories is estimated based on the best available facts and circumstances, including but not limited to, the inventories' own physical conditions, their market selling prices, estimated costs of completion and estimated costs to sell. The provisions are re-evaluated and adjusted as additional information received affects the amount estimated. The carrying amounts of the Group's inventories before allowance for obsolescence and decline in value as of December 31, 2019 and 2018 are US$96,482,602 and US$62,582,571, respectively. Further details are disclosed in Note 10.

Asset Abandonment and Site Restoration Obligations

The Group has recognized provision for asset abandonment and site restoration obligations associated with its oil and gas wells, facilities and infrastructures. In determining the amount of the provision, assumptions and estimations are required in relation to discount rates and the expected cost to dismantle and remove all the structures from the site and restore the site. The carrying amounts of the provision as of December 31, 2019 and 2018 are US$151,151,588 and US$88,565,809, respectively. Further details are disclosed in Note 47.

3. PERTIMBANGAN, ESTIMASI DAN ASUMSI AKUNTANSI YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

Estimasi dan Asumsi (lanjutan)

Estimasi Cadangan

Cadangan minyak dan gas bumi terbukti adalah perkiraan jumlah minyak mentah dan gas alam yang berdasarkan data geologis dan teknis dapat diambil dengan tingkat kepastian yang memadai di tahun-tahun mendatang dari cadangan yang ada berdasarkan kondisi ekonomi dan operasi yang sekarang ada, misalnya terkait dengan harga dan biaya pada tanggal estimasi tersebut dibuat. Cadangan terbukti meliputi:

(i) cadangan terbukti dikembangkan: jumlah hidrokarbon yang diharapkan akan diambil melalui metode sumur, fasilitas, dan operasi yang sekarang ada; dan
(ii) cadangan terbukti yang belum dikembangkan: jumlah hidrokarbon yang diharapkan dapat diambil setelah adanya pengeboran, fasilitas dan metode operasi baru.

Akurasi dari cadangan terbukti tergantung pada sejumlah faktor, asumsi dan variabel seperti: kualitas data geologi, teknis dan ekonomi yang tersedia beserta interpretasi dan pertimbangan terkait, hasil pengeboran, pengujian dan produksi setelah tanggal estimasi, kinerja produksi reservoir, teknik produksi, proyeksi tingkat produksi di masa mendatang, estimasi besaran biaya dan waktu terjadinya pengeluaran pengembangan, ketersediaan pasar komersial, harga komoditi yang diharapkan dan nilai tukar.

Karena asumsi ekonomis yang digunakan untuk mengestimasi cadangan berubah dari waktu ke waktu dan tambahan data geologi yang dihasilkan selama operasi, estimasi cadangan dapat berubah dari waktu ke waktu. Perubahan cadangan yang dilaporkan dapat mempengaruhi hasil dan posisi keuangan Grup dalam berbagai cara, diantaranya:

- Penyusutan dan amortisasi yang ditentukan berdasarkan unit produksi, atau jika masa manfaat ekonomi sumur aset berubah.
- Provisi biaya pembongkaran, restorasi lokasi aset dan hal-hal yang berkaitan dengan lingkungan dapat berubah apabila terjadi perubahan dalam perkiraan cadangan yang mempengaruhi ekspektasi tentang waktu atau biaya kegiatan ini.
- Nilai tercatat aset/liabilitas pajak tangguhan dapat berubah karena perubahan estimasi pemulihan manfaat pajak.

3. SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGMENTS, ESTIMATES AND ASSUMPTIONS (continued)

Estimates and Assumptions (continued)

Reserve Estimates

Proved oil and gas reserves are the estimated quantities of crude oil and natural gas which geological and engineering data demonstrate with reasonable certainty to be recoverable in future years from known reservoirs under existing economic and operating conditions, for example price and cost on the date the estimate was made. Proved reserves include:

(i) proved developed reserves: amounts of hydrocarbons that are expected to be retrieved through existing wells, facilities and operating methods; and
(ii) undeveloped proved reserves: amounts of hydrocarbons that are expected to be retrieved following new drilling, facilities and operating methods.

The accuracy of proved reserve estimates depends on a number of factors, assumptions and variables such as: the quality of available geological, technical and economic data available along with related interpretation and judgement, results of drilling, testing and production after the date of the estimates, the production performance of the reservoirs, production techniques, projecting future rates of production, the anticipated cost and timing of development expenditures, the availability for commercial market, anticipated commodity prices and exchange rates.

As the economic assumptions used to estimate reserves change from year to year, and additional geological data are generated during the course of operations, estimates of reserves may change from year to year. Changes in reported reserves may affect the Group's financial results and financial position in a number of ways, including:

- *Depreciation and amortization which are determined on a unit of production basis, or where the useful economic lives of assets change.*
- *Decommissioning, site restoration and environmental provision may change where changes in estimated reserves that affect expectations about the timing or cost of these activities.*
- *The carrying value of deferred tax assets/liabilities may change due to changes in estimation of the likely recovery of the tax benefits.*

4. KAS DAN SETARA KAS / *4. CASH AND CASH EQUIVALENTS*

	2019	2018	
Kas	52.922	43.667	*Cash on hand*
Bank			*Cash in banks*
Pihak berelasi			*Related party*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk	555.874	1.785.660	*PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk*
Dolar Amerika Serikat			*United States Dollar*
PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk	804.126	178.523	*PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk*
Pihak ketiga			*Third parties*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	9.729.342	12.352.241	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	5.199.420	6.039.801	*PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk*
PT Bank Rakyat Indonesia (Persero)Tbk	2.641.745	748.648	*PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk*
PT Bank Syariah Mandiri	363.850	9.912.158	*PT Bank Syariah Mandiri*
PT Bank DBS Indonesia	69.035	620.176	*PT Bank DBS Indonesia*
Bangkok Bank Public Company Limited - Cabang Jakarta	4.516	6.905.600	*Bangkok Bank Public Company Limited - Jakarta Branch*
Lain-lain (masing-masing di bawah AS$500.000)	898.466	881.714	*Others (each below US$500,000)*
Dolar Amerika Serikat			*United States Dollar*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	142.217.929	32.249.233	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	37.564.091	26.662.368	*PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk*
Australia and New Zealand Banking Group Ltd	36.294.828	66.540.862	*Australia and New Zealand Banking Group Ltd*
Standard Chartered Bank	35.573.953	17.445.330	*Standard Chartered Bank*
PT Bank Syariah Mandiri	31.824.303	8.375	*PT Bank Syariah Mandiri*
MUFG Bank Ltd	25.810.780	10.698.169	*MUFG Bank Ltd*
Mizuho Bank Ltd	23.934.012	34.748.356	*Mizuho Bank Ltd*
PT Bank ANZ Indonesia	21.320.880	27.271.107	*PT Bank ANZ Indonesia*
The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Ltd	19.559.963	227.812	*The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Ltd*
Citibank. N.A.	5.402.748	57.732.690	*Citibank. N.A.*
DBS Bank Ltd	4.085.623	284.461	*DBS Bank Ltd*
Alizz Islamic Bank	835.920	4.681.266	*Alizz Islamic Bank*
Bank of Singapore	762.810	121.750	*Bank of Singapore*
PT Bank QNB Indonesia Tbk	55.848	1.449.641	*PT Bank QNB Indonesia Tbk*
PT Bank Muamalat Indonesia Tbk	12.691	5.207.573	*PT Bank Muamalat Indonesia Tbk*
Lain-lain (masing-masing di bawah AS$500.000)	1.392.302	934.160	*Others (each below US$500,000)*
Dolar Singapura			*Singapore Dollar*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	518.193	-	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
Pound Sterling Britania Raya			*Great Britain Pound Sterling*
Bank of Singapore	6.370.592	-	*Bank of Singapore*
Standard Chartered Bank Singapore	1.194.639	-	*Standard Chartered Bank Singapore*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	32.415	4.039.289	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
Baht Thailand			*Thailand Baht*
The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Ltd	1.736.632	-	*The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Ltd*
Dong Vietnam			*Vietnamese Dong*
Standard Chartered Bank Singapore	998.988	-	*Standard Chartered Bank Singapore*
Mata uang asing lainnya	727.384	348.523	*Other foreign currencies*
Sub-jumlah	418.493.898	330.075.486	*Sub-total*

4. KAS DAN SETARA KAS (lanjutan) / *4. CASH AND CASH EQUIVALENTS (continued)*

	2019	2018	
Setara kas			*Cash equivalents*
Deposito berjangka			*Time deposits*
Pihak berelasi			*Related party*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk	3.954.023	3.015.330	*PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk*
Dolar Amerika Serikat			*United States Dollar*
PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk	22.000.000	11.932.256	*PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk*
Pihak ketiga			*Third parties*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	4.388.173	3.176.576	*PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk*
PT Bank Rakyat Indonesia (Persero)Tbk	3.956.548	3.798.080	*PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk*
PT Bank Bukopin Tbk	719.372	3.867.136	*PT Bank Bukopin Tbk*
PT Bank Muamalat Indonesia Tbk	412.700	-	*PT Bank Muamalat Indonesia Tbk*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	266.168	138.112	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
PT Bank Maybank Indonesia Tbk	151.068	-	*PT Bank Maybank Indonesia Tbk*
Bangkok Bank Public Company Limited - Cabang Jakarta	-	6.905.601	*Bangkok Bank Public Company Limited - Jakarta Branch*
Dolar Amerika Serikat			*United States Dollar*
PT Bank Syariah Mandiri	1.719.372	-	*PT Bank Syariah Mandiri*
UBS AG	102.050	100.267	*UBS AG*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	-	50.000.000	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk	-	5.000.000	*PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk*
Sub-jumlah	37.669.474	87.933.358	*Sub-total*
Jumlah	**456.216.294**	**418.052.511**	***Total***

Rekening di bank memiliki tingkat bunga mengambang sesuai dengan tingkat penawaran pada masing-masing bank.

Accounts in banks earn interest at floating rate based on the offerred rate from each bank.

	2019	2018	
Tingkat bunga per tahun			*Interest rates per annum*
Deposito berjangka			*Time deposits*
Rupiah	3,25% - 8,50%	4,25% - 8,25%	*Rupiah*
Dolar Amerika Serikat	1,33% - 3,50%	1,75% - 3,25%	*United States Dollar*

5. INVESTASI JANGKA PENDEK / *5. SHORT-TERM INVESTMENTS*

Akun ini terdiri dari: / *This account consists of:*

	2019	2018	
Surat berharga yang diperdagangkan			*Marketable securities-for trading*
Rupiah			*Rupiah*
Unit Reksadana	3.934.209	3.385.006	*Mutual fund units*
Obligasi	149.442	140.004	*Bonds*
Dolar Amerika Serikat			*United States Dollar*
Dana kelolaan bank	21.915.647	21.660.422	*Managed funds by banks*
Jumlah	**25.999.298**	**25.185.432**	***Total***
Tingkat bunga per tahun			*Interest rate per annum*
Surat berharga yang diperdagangkan (obligasi)			*Marketable securities for trading (bonds)*
Rupiah	10,85%	10,85%	*Rupiah*

Dana kelolaan bank terdiri dari saham-saham perusahaan publik, pendapatan tetap/surat utang, pasar uang dan instrumen keuangan lainnya. Untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2019, keuntungan neto dari investasi jangka pendek adalah sebesar AS$0,9 juta (31 Desember 2018 kerugian neto sebesar AS$1,0 juta).

Investments in managed funds by banks consist of shares of listed companies, fixed income/notes payable, money market and other financial instruments. For the year ended December 31, 2019, net income from short-term investment amounted to US$0.9 million (December 31, 2018 net loss amounted to US$1.0 million).

Pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, manajemen berpendapat bahwa tidak terdapat penurunan nilai yang diperlukan atas investasi jangka pendek Grup.

As of December 31, 2019 and 2018, management is of the opinion that no impairment on the Group's short-term investments is necessary.

6. PIUTANG USAHA / *6. TRADE RECEIVABLES*

Rincian dari akun ini adalah sebagai berikut: / *The details of this account are as follows:*

a. Berdasarkan Pelanggan / *a. By Customer*

	2019	2018	
Pihak berelasi			*Related parties*
PT Medco Daya Makmur	246.151	-	*PT Medco Daya Makmur*
PT Bahtera Daya Makmur	144.164	-	*PT Bahtera Daya Makmur*
PT Api Metra Graha	9.018	-	*PT Api Metra Graha*
Sub-jumlah	399.333	-	*Sub-total*
Pihak ketiga			*Third parties*
Pelanggan dalam negeri	135.887.816	93.068.764	*Local customers*
Pelanggan luar negeri	95.139.429	78.054.374	*Foreign customers*
Sub-jumlah	231.027.245	171.123.138	*Sub-total*
Cadangan penurunan nilai	(5.971.632)	(4.605.681)	*Allowance for impairment*
Neto	225.055.613	166.517.457	*Net*
Jumlah	**225.454.946**	**166.517.457**	***Total***

6. PIUTANG USAHA (lanjutan) / *6. TRADE RECEIVABLES (continued)*

b. Berdasarkan Umur / *b. By Aging Category*

	2019	2018	
Lancar dan tidak mengalami penurunan nilai	138.150.597	143.557.630	*Neither past due nor impaired*
Telah jatuh tempo dan tidak mengalami penurunan nilai:			*Past due and not impaired:*
1 - 30 hari	40.692.067	14.382.104	*1 - 30 days*
31 - 60 hari	3.755.329	2.907.819	*31 - 60 days*
61 - 90 hari	4.943.288	1.089.988	*61 - 90 days*
91 - 120 hari	10.612.925	864.523	*91 - 120 days*
Lebih dari 120 hari	27.300.740	3.715.393	*More than 120 days*
Telah jatuh tempo dan mengalami penurunan nilai:			*Past due and impaired:*
Lebih dari 120 hari	5.971.632	4.605.681	*More than 120 days*
Jumlah	231.426.578	171.123.138	*Total*
Cadangan penurunan nilai	(5.971.632)	(4.605.681)	*Allowance for impairment*
Neto	**225.454.946**	**166.517.457**	***Net***

c. Berdasarkan Mata Uang / *c. By Currency*

	2019	2018	
Dolar Amerika Serikat	219.870.796	145.689.871	*United States Dollar*
Rupiah	11.555.782	25.433.267	*Rupiah*
Jumlah	231.426.578	171.123.138	*Total*
Cadangan penurunan nilai	(5.971.632)	(4.605.681)	*Allowance for impairment*
Neto	**225.454.946**	**166.517.457**	***Net***

Piutang usaha tidak dikenakan bunga dan umumnya dikenakan syarat pembayaran selama 30 sampai dengan 35 hari.

Trade receivables are non-interest bearing, and generally on 30 to 35 days term of payment.

Perubahan dalam cadangan penurunan nilai adalah sebagai berikut:

The changes in the allowance for impairment are as follows:

	2019	2018	
Saldo awal tahun	4.605.681	4.607.726	*Balance at beginning of year*
Cadangan selama tahun berjalan	78.282	4.626	*Provisions during the year*
Efek akuisisi entitas anak	1.277.588	-	*Effect of acquisition of subsidiaries*
Selisih kurs	10.081	(6.671)	*Foreign exchange difference*
Saldo akhir tahun	**5.971.632**	**4.605.681**	***Balance at end of year***

Piutang usaha dari pelanggan tertentu dijaminkan sebagai jaminan untuk pinjaman bank (Catatan 25).

Trade receivables from certain customers are pledged as collaterals for several bank loans received (Note 25).

Berdasarkan penelaahan status akun piutang usaha pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, manajemen berpendapat bahwa cadangan penurunan nilai piutang usaha cukup untuk menutupi kemungkinan kerugian atas tidak tertagihnya akun-akun tersebut.

Based on the review of trade receivables as of December 31, 2019 and 2018, management is of the opinion that the allowance for impairment of trade receivables is adequate to cover possible losses on uncollectible accounts.

7. PIUTANG LAIN-LAIN / *7. OTHER RECEIVABLES*

Akun ini terdiri dari: / *This account consists of:*

a. Berdasarkan pihak/jenis / *a. By party/nature*

	2019	2018	
Pihak berelasi			*Related parties*
PT Api Metra Graha	3.135.784	-	*PT Api Metra Graha*
PT Medco Daya Makmur	2.611.420	-	*PT Medco Daya Makmur*
PT Amman Mineral Industri	2.295.687	985.861	*PT Amman Mineral Industri*
PT Bahtera Daya Makmur	1.543.601	-	*PT Bahtera Daya Makmur*
PT Medco Daya Natuna	982.829	334.636	*PT Medco Daya Natuna*
PT Medco Daya Sentosa	147.268	-	*PT Medco Daya Sentosa*
PT Medco Daya Energi Nusantara	95.595	130.948	*PT Medco Daya Energi Nusantara*
Jumlah	**10.812.184**	**1.451.445**	***Total***
Bagian jangka panjang	1.148.402	-	*Long-term portion*
Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	**9.663.782**	**1.451.445**	***Current portion***
Pihak ketiga			*Third parties*
Pajak Pertambahan Nilai (PPN) yang dapat ditagihkan	132.860.652	102.091.239	*Reimbursable Value Added Tax (VAT)*
PT Donggi Senoro LNG	46.614.333	44.209.045	*PT Donggi Senoro LNG*
Piutang Operasi Bersama	44.579.802	50.787.986	*Receivables from Joint Operations*
Anglo Tunisian Oil & Gas Limited	17.100.000	-	*Anglo Tunisian Oil & Gas Limited*
Piutang atas uang muka	15.752.239	15.399.350	*Advance receivables*
PT Graha Permata Sukses	14.780.000	-	*PT Graha Permata Sukses*
Piutang *underlifting*	8.786.122	1.227.295	*Underlifting receivable*
Pinjaman karyawan	6.044.324	6.058.223	*Loans to employees*
Klaim asuransi	2.458.479	679.924	*Insurance claim*
Piutang bunga	1.043.834	1.334.600	*Interest receivable*
Piutang atas denda	-	5.766.750	*Receivables from penalty*
Lain-lain (masing-masing di bawah AS$1.000.000)	22.816.783	4.981.801	*Others (each below US$1,000,000)*
Jumlah sebelum cadangan penurunan nilai	**312.836.568**	**232.536.213**	***Total before allowance for impairment***
Bagian jangka panjang	109.758.159	135.146.696	*Long-term portion*
Cadangan penurunan nilai	(3.261.890)	(3.261.890)	*Allowance for impairment*
Bagian jangka panjang - neto	**106.496.269**	**131.884.806**	***Long-term portion - net***
Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	203.078.409	97.389.517	*Current portion*
Cadangan penurunan nilai	(13.206.677)	(15.875.057)	*Allowance for impairment*
Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun - neto	**189.871.732**	**81.514.460**	***Current portion - net***

7. PIUTANG LAIN-LAIN (lanjutan) / *7. OTHER RECEIVABLES (continued)*

b. Berdasarkan mata uang / *b. By currency*

	2019	2018	
Dolar Amerika Serikat	161.027.911	125.142.131	*United States Dollar*
Rupiah	154.665.110	108.029.910	*Rupiah*
Baht Thailand	5.853.962	-	*Thailand Baht*
Poundsterling Britania Raya	1.464.556	-	*Great Britain Poundsterling*
Lainnya	637.213	815.617	*Others*
Jumlah	**323.648.752**	**233.987.658**	***Total***
Bagian jangka panjang	110.906.561	135.146.696	*Long-term portion*
Cadangan penurunan nilai	(3.261.890)	(3.261.890)	*Allowance for impairment*
Bagian jangka panjang - neto	**107.644.671**	**131.884.806**	***Long-term portion - net***
Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	212.742.191	98.840.962	*Current portion*
Cadangan penurunan nilai	(13.206.677)	(15.875.057)	*Allowance for impairment*
Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun - neto	**199.535.514**	**82.965.905**	***Current portion - net***

Piutang dari PT Medco Daya Makmur ("MDM") dan PT Bahtera Daya Makmur ("BDM") merupakan piutang operasi bersama di Blok Rimau dan Sumatera Selatan.

Receivables from PT Medco Daya Makmur ("MDM") and PT Bahtera Daya Makmur ("BDM") are receivables from joint operations in Rimau and South Sumatera Blocks.

Piutang dari PT Api Metra Graha ("AMG") merupakan piutang atas setoran jaminan terkait dengan perpanjangan sewa Gedung The Energy setelah masa kontraknya habis pada tahun 2019. Pada tanggal 26 Maret 2020, piutang ini dikonversi menjadi uang muka sewa ruangan kantor Perusahaan di gedung The Energy untuk periode April 2020 sampai dengan periode September 2023.

Receivable from PT Api Metra Graha ("AMG") is booking deposit for office space lease extension in The Energy Building which will be expired after the contract expired in 2019. On March 26, 2020, this receivable was converted as advance for the Company's office space lease in The Energy building for the period from April 2020 until September 2023.

Piutang dari PT Amman Mineral Industri ("AMIN") merupakan piutang atas penggantian biaya proyek smelter dimana PT Medco Power Generation Indonesia ("MPGI"), Entitas Anak yang dimiliki sepenuhnya, ditunjuk sebagai entitas bisnis yang mengelola proyek dan berkomunikasi dengan pihak eksternal. Selain itu piutang dari AMIN merupakan piutang atas penggantian biaya gaji pegawai yang dipinjamkan oleh Perusahaan pada AMIN.

Receivable from PT Amman Mineral Industri ("AMIN") represents receivable for cost reimbursement of smelter project which PT Medco Power Generation Indonesia ("MPGI"), a wholly-owned Subsidiary, was appointed as the business entity managing the project and communicating with external parties. Besides, receivables from AMIN also represents for payroll cost for secondee employee from the Company to AMIN.

Piutang Pajak Pertambahan Nilai (PPN) yang dapat ditagihkan merupakan PPN yang dibayarkan oleh entitas anak yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi dan panas bumi di Indonesia, yang dapat ditagih kembali dari Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKK Migas) dan Pemerintah.

Reimbursable Value Added Tax (VAT) represents VAT paid by subsidiaries involved in oil and gas exploration and production and geothermal in Indonesia which is reimbursable from Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKK Migas) and Government.

7. PIUTANG LAIN-LAIN (lanjutan)

Piutang dari PT Donggi Senoro LNG (DSLNG) pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018 terutama merupakan pinjaman atas pembiayaan proyek *liquefied natural gas* yang sedang berjalan. Piutang ini dikenakan bunga sebesar LIBOR ditambah margin 3,75% per tahun.

Piutang Operasi Bersama merupakan piutang dari mitra Operasi Bersama yang berkaitan dengan aktivitas eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi.

Piutang dari Anglo Tunisia Oil and Gas Limited ("ATOG") merupakan harga penjualan yang masih belum dibayar sebesar AS$17.100.000 terkait dengan pelepasan 100% saham dalam Medco Tunisia Petroleum Limited ("MTPL"), Entitas Anak (Catatan 36). Selanjutnya pada tahun 2020, sampai tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasian, Grup telah menerima pembayaran sebagian dari ATOG sebesar AS$5.150.000 (Catatan 36).

Piutang atas uang muka merupakan uang muka untuk proyek pembangunan pembangkit listrik. Piutang ini berjangka waktu lebih dari satu tahun.

Piutang dari PT Graha Permata Sukses ("GPS") merupakan harga penjualan yang masih belum dibayar terkait dengan pelepasan PT Medco Services Indonesia ("MSI"), Entitas Anak (Catatan 36) sebesar AS$251 juta. Sampai dengan tanggal 31 Desember 2019, Grup telah menerima pembayaran piutang dari GPS sebesar AS$236,2 juta (bagian operasi yang dilanjutkan sebesar AS$223,1 juta). Pada 13 Januari 2020, Grup telah menandatangani perjanjian perpanjangan dengan GPS untuk memperpanjang tanggal jatuh tempo dari sisa piutang GPS hingga 30 Juni 2020.

Piutang *underlifting* merupakan piutang dari SKK Migas dan mitra operasi bersama untuk anak usaha yang bergerak pada bidang minyak dan gas bumi.

Klaim asuransi merupakan klaim terkait kerusakan mesin dan gangguan bisnis dalam operasi usaha kelistrikan.

Piutang atas denda pada tahun 2018 merupakan denda yang harus dibayarkan oleh Hyundai Engineering & Construction Co Ltd kepada Grup dikarenakan oleh keterlambatan penyelesaian proyek Sarulla Geothermal. Pada tahun 2019, Grup telah menerima pembayaran penuh atas piutang dari Hyundai Engineering & Construction Co Ltd.

7. OTHER RECEIVABLES (continued)

Receivables from PT Donggi Senoro LNG (DSLNG) as of December 31, 2019 and 2018, mainly represents loan to finance the ongoing liquefied natural gas project. The receivable was charged interest at LIBOR plus 3.75% per annum.

Receivables from Joint Operations represent receivables from Joint Operations partners relating to oil and gas exploration and production activities.

Receivables from Anglo Tunisia Oil and Gas Limited ("ATOG") pertaining to the outstanding amount of US$17,100,000 related to the selling price arising from the divestment of 100% shares in Medco Tunisia Petroleum Limited ("MTPL"), a Subsidiary (Note 36). Subsequently in 2020, up to the completion date of the consolidated financial statements, the Group has received from ATOG amounting to US$5,150,000 (Note 36).

Advance receivables pertain to advances for power plant construction project. These receivables are due more than one year.

Receivables from PT Graha Permata Sukses ("GPS") pertains to the outstanding amount of the selling price arising from the divestment of PT Medco Services Indonesia ("MSI"), a Subsidiary (Note 36) amounted to US$251 million. Until December 31, 2019, the Group has received payments from GPS which amounted to US$236.2 million (portion for continuing operations amounting to US$223.1 million). On January 13, 2020, the Group has signed the extension agreement with GPS to extend the maturity date of the remaining receivables from GPS to June 30, 2020.

The underlifting receivables relates to receivables from SKK Migas and joint operations partners for subsidiaries engaged in oil and gas sector.

Insurance claim represents claim related to machinery breakdown and business interruption in power business operation.

Receivables from penalty in 2018 pertain to penalty which are due from Hyundai Engineering & Construction Co Ltd to the Group due to a delay in completing Sarulla Geothermal project on time. In 2019, the Group has received full payment of receivables from Hyundai Engineering & Construction Co Ltd.

7. PIUTANG LAIN-LAIN (lanjutan) / *OTHER RECEIVABLES (continued)*

Berdasarkan penelaahan status akun piutang lain-lain pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, manajemen berpendapat bahwa cadangan penurunan nilai piutang lain-lain cukup untuk menutupi kemungkinan kerugian atas tidak tertagihnya akun-akun tersebut.

Based on the review of other receivables as of December 31, 2019 and 2018, management is of the opinion that the allowance for impairment of other receivables is adequate to cover possible losses on uncollectible accounts.

8. PIUTANG SEWA PEMBIAYAAN / *FINANCE LEASE RECEIVABLES*

Akun ini terutama terdiri dari Perjanjian Pembelian Listrik entitas anak tertentu dari PT Medco Power Indonesia yang dicatat sebagai sewa pembiayaan. Syarat perjanjian kontraktual sewa disajikan pada Catatan 45b.

This account comprises mainly of Power Purchase Agreement of certain subsidiaries of PT Medco Power Indonesia that are accounted for as finance leases. The terms of the contractual lease arrangements are disclosed in Note 45b.

Pembayaran sewa minimum di masa mendatang dalam sewa pembiayaan dengan nilai kini pembayaran sewa minimum adalah sebagai berikut:

The future minimum lease payments under finance lease with the present value of the net minimum lease payments are as follows:

	2019	2018	
Kurang dari satu tahun	34.509.582	33.491.456	*Within one year*
Lebih dari satu tahun sampai lima tahun	139.097.071	135.627.038	*After one year but not more than five years*
Lebih dari lima tahun	170.574.135	201.551.067	*More than five years*
Jumlah	344.180.788	370.669.561	*Total*
Dikurangi jumlah yang terkait dengan bunga	(167.933.005)	(193.658.057)	*Less amount applicable to interest*
Nilai kini dari pembayaran sewa minimum	176.247.783	177.011.504	*Present value of minimum lease payments*
Penyesuaian nilai wajar	66.006.704	71.623.172	*Fair value adjustment*
Jumlah	**242.254.487**	**248.634.676**	***Total***
Dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	17.187.843	14.703.089	*Less current maturities*
Bagian jangka panjang - neto	**225.066.644**	**233.931.587**	***Long-term maturities - net***

Pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, piutang sewa pembiayaan telah diasuransikan kepada berbagai perusahaan asuransi (Catatan 14). Manajemen memiliki keyakinan bahwa nilai pertanggungan cukup untuk menutupi kemungkinan kerugian atas aset yang dipertanggungkan.

As of December 31, 2019 and 2018, all finance lease receivables were insured with various insurance companies (Note 14). Management believes that the insurance coverage is adequate to cover possible losses on the assets insured.

Berdasarkan penelaahan status akun piutang sewa pembiayaan pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, manajemen berpendapat bahwa seluruh piutang sewa pembiayaan dapat direalisasikan dan tidak ada penyisihan kerugian penurunan nilai yang dibutuhkan.

Based on the review of finance lease receivables as of December 31, 2019 and 2018, management is of the opinion that all finance lease receivables are realizable and no provision for impairment is necessary to be provided.

Piutang sewa pembiayaan tertentu digunakan sebagai jaminan atas utang yang diperoleh oleh Perusahaan dan Entitas Anaknya (Catatan 25).

Certain finance lease receivables are used as collateral to the loans obtained by the Company and its Subsidiaries (Note 25).

9. ASET KEUANGAN KONSESI

Akun ini merupakan piutang dari PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) ("PLN") terkait Kontrak Penjualan Energi kepada Sarulla Geothermal Operation ("GKPB") dan PT Medco Ratch Power Riau ("MRPR") yang dicatat sebagai konsesi jasa. Pergerakan dari aset konsesi adalah sebagai berikut:

9. CONCESSION FINANCIAL ASSETS

This account represents receivable from PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) ("PLN") related to the Energy Sales Contract to Sarulla Geothermal Operation ("JOCG") and PT Medco Ratch Power Riau ("MRPR") that are accounted for as service concession arrangement. The movements in the concession financial assets are as follows:

	2019	2018	
Saldo awal	608.057.459	545.109.475	*Beginning balance*
Penambahan:			*Additions:*
Pendapatan konstruksi	136.252.867	66.908.159	*Construction revenue*
Pendapatan bunga dari jasa konsesi	49.125.605	49.770.192	*Finance income from service concession*
Jasa operasi dan pemeliharaan	20.017.816	14.797.807	*Operation and maintenance service*
Penerimaan dari PLN	(60.294.581)	(68.334.371)	*Collection from PLN*
Amortisasi terhadap penyesuaian nilai wajar	(129.202)	(193.803)	*Amortization on fair value adjustment*
Jumlah	753.029.964	608.057.459	*Total*
Cadangan penurunan nilai	(9.348.351)	-	*Allowance for impairment*
Neto	**743.681.613**	**608.057.459**	***Net***
Dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	78.482.062	75.741.819	*Less current maturities*
Bagian jangka panjang - neto	**665.199.551**	**532.315.640**	***Long-term maturities - net***

Aset keuangan konsesi digunakan sebagai jaminan atas pinjaman yang diperoleh PT Medco Geopower Sarulla melalui Operasi GKPB Sarulla Geothermal (Catatan 25).

Concession financial assets are used as collateral to the loan obtained by PT Medco Geopower Sarulla through JOCG Sarulla Geothermal Operation (Note 25).

Berdasarkan penelaahan status akun-akun aset keuangan konsesi pada tanggal 31 Desember 2019, manajemen berpendapat bahwa cadangan penurunan nilai piutang aset keuangan konsesi cukup untuk menutupi kemungkinan kerugian atas tidak tertagihnya akun-akun tersebut. Berdasarkan penelaahan status akun aset keuangan konsesi pada tanggal 31 Desember 2018, manajemen berpendapat bahwa seluruh aset keuangan konsesi dapat direalisasikan dan tidak ada penyisihan kerugian penurunan nilai yang diperlukan.

Based on the review of concession financial assets as of December 31, 2019, management is of the opinion that the allowance for impairment of concession financial assets receivables is adequate to cover possible losses on uncollectible accounts. Based on the review of concession financial assets as of December 31, 2018, management is of the opinion that all concession financial assets are realizable and no provision for impairment is necessary to be provided.

10. PERSEDIAAN / *10. INVENTORIES*

Persediaan terdiri dari: / *Inventories consist of:*

	2019	2018	
Suku cadang, perlengkapan sumur dan lainnya	96.482.602	62.582.571	*Spareparts, well supplies and others*
Cadangan keusangan dan penurunan nilai	(276.885)	(265.195)	*Allowance for obsolescence and decline in value*
Neto	**96.205.717**	**62.317.376**	***Net***

Perubahan cadangan keusangan persediaan adalah sebagai berikut: / *The movement in the allowance for obsolescence is as follows:*

	2019	2018	
Saldo awal tahun	265.195	182.695	*Balance at beginning of year*
Pencadangan selama tahun berjalan	11.690	82.500	*Provision during the year*
Saldo akhir tahun	**276.885**	**265.195**	***Balance at end of year***

Pada tanggal 31 Desember 2019, saldo persediaan dari suku cadang, perlengkapan sumur dan lainnya termasuk dampak dari akuisisi Ophir sebesar AS$46,3 juta dan saldo penyisihan untuk keusangan dan penurunan nilai sebesar AS$15,0 juta (Catatan 44).

As of December 31, 2019, the inventories balance of spareparts, well supplies and others include the impact of Ophir's acquisition amounting to US$46.3 million and in the allowance for obsolescence and decline in value amounting to US$15.0 million (Note 44).

Pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, seluruh persediaan telah diasuransikan kepada berbagai perusahaan asuransi (Catatan 14 dan 16). Manajemen memiliki keyakinan bahwa nilai pertanggungan cukup untuk menutupi kemungkinan kerugian atas aset yang dipertanggungkan.

As of December 31, 2019 and 2018, all inventories were insured with various insurance companies (Notes 14 and 16). Management believes that the insurance coverage is adequate to cover possible losses on the assets insured.

Berdasarkan hasil penelaahan terhadap kondisi fisik dan nilai realisasi neto dari persediaan pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, manajemen berpendapat bahwa cadangan keusangan dan penurunan nilai persediaan adalah cukup.

Based on the review of the physical condition and net realizable values of inventories as of December 31, 2019 and 2018, management is of the opinion that the allowance for obsolescence and decline in value is adequate.

11. PAJAK DIBAYAR DI MUKA / *11. PREPAID TAXES*

Rincian akun ini adalah sebagai berikut: / *The details of this account are as follows:*

	2019	2018	
Perusahaan			*The Company*
Pajak Pertambahan Nilai (PPN)	1.648.208	1.701.155	*Value Added Tax (VAT)*
Lebih bayar Pajak Penghasilan Badan	3.697.197	2.018.072	*Corporate Income Tax overpayments*
Sub-jumlah	5.345.405	3.719.227	*Sub-total*
Entitas anak			*Subsidiaries*
PPN	1.142.235	1.274.237	*VAT*
Lebih bayar Pajak Penghasilan Badan	2.272.153	3.567.851	*Corporate Income Tax overpayments*
Sub-jumlah	3.414.388	4.842.088	*Sub-total*
Jumlah	**8.759.793**	**8.561.315**	***Total***

12. DEPOSITO DAN REKENING BANK YANG DIBATASI PENGGUNAANNYA / *12. RESTRICTED TIME DEPOSITS AND CASH IN BANKS*

Rincian akun ini adalah sebagai berikut: / *The details of this account are as follows:*

	2019	2018	
Lancar			*Current*
Pihak ketiga			*Third parties*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	1.438.745	1.381.120	*PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	14.316	13.742	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
PT Bank Muamalat Indonesia Tbk	-	118.311	*PT Bank Muamalat Indonesia Tbk*
Dolar Amerika Serikat			*United States Dollar*
Standard Chartered Bank - Cabang Singapura	88.368.263	159.330.226	*Standard Chartered Bank - Singapore Branch*
Mizuho Bank Ltd	22.249.749	12.478.756	*Mizuho Bank Ltd*
DBS Bank Ltd	17.000.105	17.000.142	*DBS Bank Ltd*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	8.648.818	16.889.797	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
PT Bank Syariah Mandiri	914.052	921.672	*PT Bank Syariah Mandiri*
Jumlah	**138.634.048**	**208.133.766**	***Total***
Tidak lancar			*Non-current*
Pihak berelasi			*Related party*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk	612.532	836.895	*PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk*
Pihak ketiga			*Third parties*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank CIMB Niaga Tbk	262.930	393.619	*PT Bank CIMB Niaga Tbk*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	138.229	130.718	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
Jumlah	**1.013.691**	**1.361.232**	***Total***
Tingkat bunga per tahun			*Interest rate per annum*
Deposito yang dibatasi penggunaannya			*Restricted time deposits*
Rupiah	5,00% - 8,00%	5.00% - 8.00%	*Rupiah*
Dolar Amerika Serikat	0,20% - 0,60%	0.20% - 0.60%	*United States Dollar*

12. DEPOSITO DAN REKENING BANK YANG DIBATASI PENGGUNAANNYA (lanjutan)

12. RESTRICTED TIME DEPOSITS AND CASH IN BANKS (continued)

Jenis/ *Type*	Bank/ *Bank*	Periode/ *Period*	Deskripsi/ *Description*
Saldo bank yang dibatasi penggunaannya (Rupiah)/ *Restricted cash in bank (Rupiah)*	PT Bank Muamalat Indonesia Tbk	31 Desember 2018/ *December 31, 2018*	Proyek Cibalapulang dan *debt service accounts* untuk pembayaran pokok pinjaman dan bunga sesuai dengan ketentuan dalam perjanjian pinjaman dengan PT Bank Muamalat Indonesia Tbk (Catatan 25)/ *Cibalapulang Project and a debt service accounts for loan principal and interest payments in compliance with the provisions of the loan agreement with PT Bank Muamalat Indonesia Tbk (Note 25)*
Saldo bank yang dibatasi penggunaannya (Rupiah)/ *Restricted cash in bank (Rupiah)*	PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	31 Desember 2019 dan 2018/ *December 31, 2019 and 2018*	*Debt service accounts* untuk pembayaran pokok pinjaman dan bunga dan *escrow accounts* untuk penerimaan penjualan, sesuai dengan perjanjian pinjaman dengan beberapa kreditur bank (Catatan 25) dan rekening bank yang diblokir karena gugatan hukum (Catatan 46)/ *Debt service accounts for loan principal and interest payments and escrow accounts for sales collection, in compliance with the loan agreements with certain bank creditors (Note 25) and blocked bank account due to legal claim (Note 46)*
Saldo bank yang dibatasi penggunaannya (Dolar AS)/ *Restricted cash in bank (US Dollar)*	Standard Chartered Bank Cabang Singapura/ *Singapore Branch*	31 Desember 2019 dan 2018/ *December 31, 2019 and 2018*	*Escrow accounts* untuk pembayaran kembali pinjaman dimana dananya berasal dari hasil penerbitan obligasi Dolar AS dan *interest reserve account* untuk pembayaran bunga atas obligasi Dolar AS yang diterbitkan oleh Medco Oak Tree Pte Ltd dan Medco Platinum Road Pte Ltd, entitas anak yang dimiliki sepenuhnya (Catatan 26)/ *Escrow accounts for loan refinancing where the funds originated from US Dollar bonds and interest reserve account for interest payment of US Dollar Bonds issued by Medco Oak Tree Pte Ltd and Medco Platinum Road Pte Ltd, wholly-owned subsidiaries (Note 26)*
Saldo bank yang dibatasi penggunaannya (Dolar AS)/ *Restricted cash in bank (US Dollar)*	DBS Bank Ltd	31 Desember 2019 dan 2018/ *December 31, 2019 and 2018*	*Interest reserve account* untuk pembayaran bunga atas obligasi Dolar AS yang diterbitkan oleh Medco Strait Service Pte Ltd. entitas anak yang dimiliki sepenuhnya/ *Interest reserve account for interest payment of US Dollar Bonds issued by Medco Strait Services Pte Ltd, a wholly-owned subsidiary*
Saldo bank yang dibatasi penggunaannya (Dolar AS)/ *Restricted cash in bank (US Dollar)*	PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	31 Desember 2019 dan 2018/ *December 31, 2019 and 2018*	*Debt Service Reserve Accounts* ("DSRA") atas Fasilitas Kredit Transaksi Khusus VIII dan X dari PT Bank Mandiri (Persero) Tbk dan Projek Ijen/ *Debt Service Reserve Account ("DSRA") of Special Transaction Credit Facility VIII and X from PT Bank Mandiri (Persero) Tbk and Ijen Project*
Saldo bank yang dibatasi penggunaannya (Dolar AS)/ *Restricted cash in bank (US Dollar)*	Mizuho Bank Ltd	31 Desember 2019 dan 2018/ *December 31, 2019 and 2018*	*Reserve account* sesuai dengan yang dipersyaratkan dalam Perjanjian Fasilitas Pemberian Pinjaman yang diperoleh PT Medco Geopower Sarulla (Catatan 25)/ *Reserve account as required under the Covered Lenders Facility Agreement received by PT Medco Geopower Sarulla (Note 25)*
Saldo bank yang dibatasi penggunaannya (Dolar AS)/ *Restricted cash in bank (US Dollar)*	PT Bank Syariah Mandiri	31 Desember 2019 dan 2018/ *December 31, 2019 and 2018*	*Debt service account* untuk pembayaran pokok pinjaman dan bunga (Catatan 25)/ *Debt service account for loan principal and interest payments (Note 25)*
Deposito berjangka yang dibatasi penggunaannya (Rupiah)/ *Restricted time deposit (Rupiah)*	PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	31 Desember 2019 dan 2018/ *December 31, 2019 and 2018*	Proyek Riau/ *Riau Project*

12. DEPOSITO DAN REKENING BANK YANG DIBATASI PENGGUNAANNYA (lanjutan)

12. RESTRICTED TIME DEPOSITS AND CASH IN BANKS (continued)

Jenis/ *Type*	Bank/ *Bank*	Periode/ *Period*	Deskripsi/ *Description*
Saldo deposito berjangka yang dibatasi penggunaannya (Rupiah)/ *Restricted time deposit accounts (Rupiah)*	PT Bank CIMB Niaga Tbk	31 Desember 2019 dan 2018/ *December 31, 2019 and 2018*	Deposito berjangka entitas anak yang terutama digunakan untuk jaminan utang karyawan/ *Subsidiaries' time deposits used as collaterals for employees' loan*
Saldo deposito berjangka yang dibatasi penggunaannya (Rupiah)/ *Restricted time deposit accounts (Rupiah)*	PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk	31 Desember 2019 dan 2018/ *December 31, 2019 and 2018*	Deposito berjangka entitas anak yang terutama digunakan untuk jaminan utang karyawan/ *Subsidiaries' time deposits used as collaterals for employees' loan*

13. INVESTASI JANGKA PANJANG

13. LONG-TERM INVESTMENTS

Akun ini terdiri dari sebagai berikut:

This account consists of the following:

	2019					
	Persentase kepemilikan/ *Percentage of ownership*	Nilai tercatat 1 Januari 2019/ *Carrying value January 1, 2019*	Penambahan/ *Additions* (Pengurangan)/ *(Deductions)*	Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan/ *Translation adjustments*	Perubahan ekuitas/ *Equity changes*	Nilai tercatat 31 Desember 2019/ *Carrying value December 31, 2019*
Entitas asosiasi/*Associates*						
Metode ekuitas/*Equity method*						
PT Amman Mineral Internasional (AMI)	29,35%	848.252.497	(201.978.265)[1)]	-	(53.468.370)	592.805.862
PT Api Metra Graha (AMG)	49,00%	-	156.607.843[2)]	613.933	1.818.185	159.039.961
Kuala Langsa (Block-A) Limited (KLL)	50,00%	361.699	-	-	(4.143)	357.556
Sub-jumlah/*Sub-total*		848.614.196	(45.370.422)	613.933	(51.654.328)	752.203.379
Metode biaya perolehan/*Cost method*						
PT Donggi Senoro LNG (DSLNG)	11,11%	105.061.501	-	-	-	105.061.501
PT Medco Daya Sentosa (MDS)	1,00%	418	(418)	-	-	-
Sub-jumlah/*Sub-total*		105.061.919	(418)	-	-	105.061.501
Sub-jumlah/*Sub-total*		953.676.115	(45.370.840)	613.933	(51.654.328)	857.264.880
Ventura bersama/*Joint venture*						
Metode ekuitas/*Equity method*						
APICO LLC	27,18%	-	76.570.655[3)]	-	1.207.411	77.778.066
Jumlah/*Total*		**953.676.115**	**31.199.815**	**613.933**	**(50.446.917)**	**935.042.946**

13. INVESTASI JANGKA PANJANG (lanjutan) / *13. LONG-TERM INVESTMENTS (continued)*

	2018					
	Persentase kepemilikan/ *Percentage of ownership*	Nilai tercatat 1 Januari 2018/ *Carrying value January 1, 2018*	Penambahan/ *Additions* (Pengurangan)/ *(Deductions)*	Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan/ *Translation adjustments*	Perubahan ekuitas/ *Equity changes*	Nilai tercatat 31 Desember 2018/ *Carrying value December 31, 2018*
Entitas asosiasi/*Associates*						
Metode ekuitas/*Equity method*						
PT Amman Mineral Internasional (AMI)	39,35%	-	903.290.569[4)]	-	(55.038.072)	848.252.497
Kuala Langsa (Block-A) Limited (KLL)	50,00%	362.236	-	-	(537)	361.699
Sub-jumlah/*Sub-total*		362.236	903.290.569	-	(55.038.609)	848.614.196
Metode biaya perolehan/*Cost method*						
PT Donggi Senoro LNG (DSLNG)	11,11%	105.061.501	-	-	-	105.061.501
PT Medco Daya Sentosa (MDS)	1,00%	418	-	-	-	418
Sub-jumlah/*Sub-total*		105.061.919	-	-	-	105.061.919
Sub-jumlah/*Sub-total*		105.424.155	903.290.569	-	(55.038.609)	953.676.115
Ventura bersama/*Joint venture*						
Metode ekuitas/*Equity method*						
PT Amman Mineral Investama (AMIV)	50,00%	781.903.716	(781.903.716)[4)]	-	-	-
Jumlah/*Total*		**887.327.871**	**121.386.853**	**-**	**(55.038.609)**	**953.676.115**

1) Pada tanggal 31 Desember 2019, Grup telah mengklasifikasikan 10% kepemilikan atas PT Amman Mineral Internasional ("AMI") sebagai "Aset Dimiliki untuk Dijual" (Catatan 36).

2) Pada tanggal 29 Maret 2019, Grup telah melepaskan 51% kepemilikan atas PT Api Metra Graha ("AMG"). Sejak pelepasan tersebut, Grup mengukur sisa kepemilikan saham pada AMG sebesar 49% pada nilai wajar sebesar AS$156.607.843 dan mengakuinya sebagai bagian dari investasi pada Entitas asosiasi (Catatan 36).

3) Pada tanggal 22 Mei 2019, Grup telah mengakuisi saham 100% kepemilikan Ophir Energy Plc. Sejak tanggal efektif akuisisi tersebut, Grup melakukan pencatatan 27,18% kepemilikan saham pada APICO LLC menggunakan metode ekuitas (Catatan 44).

4) Pada bulan Januari 2018, melalui serangkaian transaksi, Grup telah melakukan pertukaran atas 50% saham PT AMIV menjadi 39,35% saham atas PT Amman Mineral Internasional ("AMI").

1) On December 31, 2019, the Group has reclassified its 10% ownership in PT Amman Mineral Internasional ("AMI") as "Assets Held for Sale" (Note 36).

2) On March 29, 2019, the Group has divested 51% ownership in PT Api Metra Graha ("AMG"). After the divestment, the Group measured the remaining 49% ownership in AMG at fair value amounting to US$156,607,843 and recognized as part of investment in Associates (Note 36).

3) On May 22, 2019, the Group has successfully acquired 100% share ownership in Ophir Energy Plc. Starting from the effective date of the acquisition, the Group recorded 27.18% share ownership in APICO LLC using equity method (Note 44).

4) In January 2018, through series of transactions, the Group has conducted an exchange of 50% stake in AMIV to 39.35% stake in PT Amman Mineral Internasional ("AMI").

Tabel berikut menyajikan perubahan ekuitas pada entitas asosiasi dan ventura bersama:

The following table illustrates the equity changes in associates and joint venture:

	2019					
	Persentase kepemilikan/ *Percentage of ownership*	Laba (rugi) tahun berjalan/ *Profit (loss) for the year*	Pendapatan komprehensif lain/ *Other comprehensive income*	Dividen yang dideklarasikan/ *Dividends declared*	Dampak perubahan transaksi ekuitas/ *Effect of changes in equity transactions*	Jumlah/ *Total*
Entitas asosiasi/*Associates*						
Metode ekuitas/*Equity method*						
PT Amman Mineral International (AMI)	29,35%	(49.187.679)[1)]	(4.280.691)[1)]	-	-	(53.468.370)
PT Api Metra Graha (AMG)	49,00%	2.891.370[2)]	(1.073.185)[2)]	-	-	1.818.185
Kuala Langsa (Block-A) Limited (KLL)	50,00%	(4.143)	-	-	-	(4.143)
Sub-jumlah/*Sub-total*		(46.300.452)	(5.353.876)	-	-	(51.654.328)
Ventura bersama/*Joint venture*						
Metode ekuitas/*Equity method*						
APICO LLC	27,18%	4.281.721	-	(3.533.205)	458.895	1.207.411
Jumlah/*Total*		**(42.018.731)**	**(5.353.876)**	**(3.533.205)**	**458.895**	**(50.446.917)**

13. INVESTASI JANGKA PANJANG (lanjutan) / *13. LONG-TERM INVESTMENTS (continued)*

	2018					
	Persentase kepemilikan/ *Percentage of ownership*	Laba (rugi) tahun berjalan/ *Profit (loss) for the year*	Pendapatan komprehensif lain/ *Other comprehensive income*	Dividen yang dideklarasikan/ *Dividends declared*	Dampak perubahan transaksi ekuitas/ *Effect of changes in equity transactions*	Jumlah/ *Total*
Entitas asosiasi/*Associates*						
Metode ekuitas/*Equity method*						
PT Amman Mineral International (AMI)	39,35%	(66.740.666)	11.702.594	-	-	(55.038.072)
Kuala Langsa (Block-A) Limited (KLL)	50,00%	(537)	-	-	-	(537)
Jumlah/*Total*		**(66.741.203)**	**11.702.594**	**-**	**-**	**(55.038.609)**

1) Dari tanggal 1 Januari 2019 sampai dengan 31 Desember 2019, Grup mengakui kepemilikan atas PT Amman Mineral Internasional ("AMI") sebesar 39,35%.

2) Grup mengakui bagian laba tahun berjalan dan pendapatan komprehensif lain atas investasinya di PT Api Metra Graha dari April 2019 sampai dengan Desember 2019

1) From January 1, 2019 to December 31, 2019, the Group recognized its ownership in PT Amman Mineral Internasional ("AMI") by 39.35%.

2) The Group recognized its portion for profit for the year and other comprehensive income for its investment in PT Api Metra Graha from April 2019 to December 2019

Tabel berikut menyajikan ringkasan informasi keuangan entitas asosiasi dan ventura bersama:

The following table illustrates the summarized financial information of the associates and joint venture:

Laporan posisi keuangan: / ***Statement of financial position:***

	2019									
	Aset lancar/ *Current assets*	Aset tidak lancar/ *Non-current assets*	Liabilitas jangka pendek/ *Current liabilities*	Liabilitas jangka panjang/ *Non-current liabilities*	Ekuitas entitas induk/ *Equity of parent company*	Kepentingan non-pengendali/ *Non-controlling interest*	Persentase kepemilikan/ *Percentage of ownership*	Bagian Grup atas aset neto/ *The Group's share of net assets*	Penyesuaian ekuitas/ *Equity adjustment*	Nilai tercatat investasi/ *Investment carrying value*
Entitas asosiasi/*Associate*										
PT Amman Mineral Internasional (AMI)[1)]	1.295.636.065	3.383.370.306	429.662.404	1.919.117.000	1.786.598.839	543.628.128	29,35%	524.366.759	68.439.103	592.805.862
PT Api Metra Graha (AMG)	36.218.655	103.613.817	14.587.798	66.829.247	58.415.427	-	49,00%	28.623.559	130.416.402	159.039.961
Kuala Langsa (Block-A) Limited (KLL)	567.133	159.185	11.207	-	715.111	-	50,00%	357.556	-	357.556
Sub-jumlah/*Sub-total*	1.332.421.853	3.487.143.308	444.261.409	1.985.946.247	1.845.729.377	543.628.128		553.347.874	198.855.505	752.203.379
Ventura bersama/ *Joint venture*										
APICO LLC[1)]	20.572.608	171.126.702	22.266.484	7.526.171	161.906.655	-	27,18%	44.006.229	33.771.837	77.778.066
Jumlah/*Total*	**1.352.994.461**	**3.658.270.010**	**466.527.893**	**1.993.472.418**	**2.007.636.032**	**543.628.128**		**597.354.103**	**232.627.342**	**829.981.445**

	2018									
	Aset lancar/ *Current assets*	Aset tidak lancar/ *Non-current assets*	Liabilitas jangka pendek/ *Current liabilities*	Liabilitas jangka panjang/ *Non-current liabilities*	Ekuitas entitas induk/ *Equity of parent company*	Kepentingan non-pengendali/ *Non-controlling interest*	Persentase kepemilikan/ *Percentage of ownership*	Bagian Grup atas aset neto/ *The Group's share of net assets*	Penyesuaian ekuitas/ *Equity adjustment*	Nilai tercatat investasi/ *Investment carrying value*
Entitas asosiasi/*Associate*										
PT Amman Mineral Internasional (AMI)[1)]	886.112.785	3.243.695.711	254.149.283	1.388.398.130	1.922.063.820	565.197.263	39,35%	756.332.113	91.920.384	848.252.497
Kuala Langsa (Block-A) Limited (KLL)	575.949	159.185	11.736	-	723.398	-	50,00%	361.699	-	361.699
Jumlah/*Total*	**886.688.734**	**3.243.854.896**	**254.161.019**	**1.388.398.130**	**1.922.787.218**	**565.197.263**		**756.693.812**	**91.920.384**	**848.614.196**

1) Ringkasan informasi keuangan entitas asosiasi/ventura bersama berdasarkan angka konsolidasi.

1) The summarized financial information of the associate/joint venture are based on consolidated amounts.

13. INVESTASI JANGKA PANJANG (lanjutan) / *13. LONG-TERM INVESTMENTS (continued)*

Laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain: / ***Statement of profit or loss and other comprehensive income:***

	2019					
	Pendapatan neto/ *Net revenues*	Laba (rugi)/ *Profit (loss)*	Pendapatan kompehensif lain/ *Other comprehensive income*	Jumlah penghasilan (rugi) komprehensif/ *Total comprehensive income (loss)*	Persentase kepemilikan/ *Percentage of ownership*	Bagian investor atas laba (rugi)/ *Investor's share on profit (loss)*
Entitas asosiasi/*Associates*						
PT Amman Mineral Internasional (AMI) [1]	387.552.000	(125.000.455)	(10.878.508)	(135.878.963)	29,35%	(49.187.679)[2]
PT Api Metra Graha (AMG)	19.139.049	5.900.755	(2.190.173)	3.710.582	49,00%	2.891.370[3]
Kuala Langsa (Block-A) Limited (KLL)	-	(8.287)	-	(8.287)	50,00%	(4.143)
Sub-jumlah/*Sub-total*	406.691.049	(119.107.987)	(13.068.681)	(132.176.668)		(46.300.452)
Ventura bersama/ *Joint venture*						
APICO LLC [1]	30.025.125	15.753.205	-	15.753.205	27,18%	4.281.721
Jumlah/Total	**436.716.174**	**(103.354.782)**	**(13.068.681)**	**(116.423.463)**		**(42.018.731)**

	2018					
	Pendapatan neto/ *Net revenues*	Laba (rugi)/ *Profit (loss)*	Pendapatan kompehensif lain/ *Other comprehensive income*	Jumlah penghasilan (rugi) komprehensif/ *Total comprehensive income (loss)*	Persentase kepemilikan/ *Percentage of ownership*	Bagian investor atas laba (rugi)/ *Investor's share on profit (loss)*
Entitas asosiasi/*Associates*						
PT Amman Mineral Internasional (AMI) [1]	433.087.000	(169.607.792)	29.739.755	(139.868.037)	39,35%	(66.740.666)
Kuala Langsa (Block-A) Limited (KLL)	-	(1.074)	-	(1.074)	50,00%	(537)
Jumlah/Total	**433.087.000**	**(169.608.866)**	**29.739.755**	**(139.869.111)**		**(66.741.203)**

1) Ringkasan informasi keuangan entitas asosiasi/ventura bersama berdasarkan angka konsolidasi.

2) Dari tanggal 1 Januari 2019 sampai dengan 31 Desember 2019, Grup mengakui kepemilikan atas PT Amman Mineral Internasional ("AMI") sebesar 39,35%.

3) Grup mengakui bagian laba tahun berjalan dan pendapatan komprehensif lain atas investasinya di PT Api Metra Graha dari April 2019 sampai dengan Desember 2019

1) The summarized financial information of the associates/joint venture are based on consolidated amounts.

2) From January 1, 2019 to December 31, 2019, the Group recognized its ownership in PT Amman Mineral Internasional ("AMI") by 39.35%.

3) The Group recognized its share of profit for the year and other comprehensive income for its investment in PT Api Metra Graha from April 2019 to December 2019.

Entitas asosiasi dan ventura bersama tidak mempunyai komitmen modal dan liabilitas kontinjensi pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018.

The associates and joint venture had no capital commitments or contingent liabilities as of December 31, 2019 and 2018.

Tidak ada pembatasan signifikan atas kemampuan entitas asosiasi dan ventura bersama untuk mentransfer dana kepada Grup, kecuali untuk AMI dan AMG.

There are no significant restrictions on the ability of associates and joint venture entity to transfer funds to the Group, except for AMI and AMG.

Kuala Langsa (Block A) Limited

Kuala Langsa (Block A) Limited (KLL) sebelumnya memegang hak partisipasi Blok A, yang saat ini telah dipindahkan ke PT Medco E & P Malaka dan KrisEnergy (Block A Aceh) B.V..

Kuala Langsa (Block A) Limited

Kuala Langsa (Block A) Limited (KLL) previously held participating interest in Block A, which currently has been transferred to PT Medco E & P Malaka and KrisEnergy (Block A Aceh) B.V..

13. INVESTASI JANGKA PANJANG (lanjutan)

PT Amman Mineral Investama

Grup mengakuisisi secara efektif 50% saham PT Amman Mineral Investama ("AMIV") pada November 2016 yang memiliki pengendalian tidak langsung atas 82,2% kepemilikan atas PT Amman Mineral Nusa Tenggara ("AMNT").

AMNT mengoperasikan tambang tembaga dan emas Batu Hijau di Kepulauan Sumbawa, Indonesia, dan memiliki akses terhadap beberapa prospek eksplorasi dan temuan cadangan yang besar di Elang di mana semuanya termasuk di dalam Kontrak Karya yang dimiliki.

Pada tanggal 10 Februari 2017, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) mengeluarkan Izin Usaha Pertambangan Khusus (IUPK) untuk AMNT.

Pada bulan Januari 2018, melalui serangkaian transaksi, Grup telah melakukan pertukaran atas 50% saham PT AMIV menjadi 39,35% saham atas PT Amman Mineral Internasional ("AMI") yang memiliki pengendalian langsung atas 82,2% kepemilikan atas PT Amman Mineral Nusa Tenggara ("AMNT"). Pada tanggal 31 Desember 2018, Grup tidak lagi memiliki kepemilikan atas AMIV.

PT Amman Mineral Internasional

Perusahaan, API, AMI dan pemegang saham baru AMI, PT Sumber Gemilang Persada ("SGP"), melakukan serangkaian transaksi pada kuartal pertama 2018 sehingga Perusahaan, API dan SGP memiliki kepentingan di AMNT melalui AMI, dan persentase kepemilikan saham Perseroan dan API di AMI, turun masing-masing menjadi sebesar 39,35%, sedangkan SGP memiliki saham AMI sebesar 21,3%. Perusahaan mencatat kerugian karena dilusi dari transaksi ini sebesar AS$19,1 juta pada laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain tanggal pada tahun 2018. Perusahaan berpendapat bahwa kerugian tersebut telah mencerminkan dampak atas perubahan hak Perusahaan atas bagian aset bersih dari AMI setelah transaksi tersebut.

Sebagai bagian dari rangkaian transaksi ini, pinjaman yang terutang kepada Perusahaan oleh AMIV sebesar AS$137,9 juta dikonversi menjadi Wesel Tagih Perusahaan kepada API pada tanggal 1 Januari 2018. Sisa pokok dan bunga terutang sebesar AS$140 juta dikonversi menjadi saham AMIV pada tanggal 2 Januari 2018 (Catatan 7).

13. LONG-TERM INVESTMENTS (continued)

PT Amman Mineral Investama

The Group effectively acquired 50% stake in PT Amman Mineral Investama ("AMIV") in November 2016 which has indirect control over 82.2% of PT Amman Mineral Nusa Tenggara ("AMNT").

AMNT operates Batu Hijau copper and gold mine on the Island of Sumbawa, Indonesia and has access to several exploration prospects as well as the large undeveloped Elang discovery within its Contract of Work.

On February 10, 2017, the Ministry of Energy and Mineral Resources (MOEMR) issued Special Mining Operation Permit (IUPK) for AMNT.

In January 2018, through series of transactions, the Group has conducted an exchange of 50% stake in AMIV to 39.35% stake in PT Amman Mineral Internasional ("AMI") which has direct control over 82.2% of PT Amman Mineral Nusa Tenggara ("AMNT"). As of December 31, 2018, the Group no longer has an ownership interest in AMIV.

PT Amman Mineral Internasional

The Company, API, AMI and a new shareholder of AMI, PT Sumber Gemilang Persada ("SGP"), entered into a series of transactions in the first quarter of 2018 pursuant to which the Company, API and SGP now hold interest in AMNT through AMI, and the Company and API's shareholding in AMI was reduced to 39.35% each, while SGP owns 21.3% of AMI. The Company recorded US$19.1 million dilution loss from this transaction in the 2018 consolidated statement of profit or loss and other comprehensive. The Company is in the opinion that the loss already represented the effect of changes of the Company's rights on the net assets of AMI after such transaction.

As part of the series of transactions, the shareholder loan including interest of the loan owed by AMIV amounting to US$137.9 million was converted into notes receivable from API on January 1, 2018. The remaining outstanding loan principal and interest amounting to US$140 million was converted into equity in AMIV on January 2, 2018 (Note 7).

13. INVESTASI JANGKA PANJANG (lanjutan)

PT Amman Mineral Internasional (lanjutan)

Pada tahun 2018, API mengurangi kepemilikannya di AMI sehingga pada tanggal 31 Desember 2018, struktur pemegang saham AMI menjadi sebagai berikut: Perusahaan sebesar 39,35%, API sebesar 18,18%, SGP sebesar 37,37% dan PT Medco Services Indonesia ("MSI") (entitas anak yang secara tidak langsung dari Perusahaan yang diklasifikasikan dan disajikan sebagai "Aset dimiliki untuk dijual dan Operasi yang Dihentikan") (Catatan 36) sebesar 5,10%. Berdasarkan struktur pemegang saham saat ini, tidak lagi terdapat indikasi adanya pengendalian bersama antara Grup dan API. Dengan demikian, pada tanggal 31 Desember 2018, investasi Grup di AMI diklasifikasikan sebagai investasi pada entitas asosiasi dengan tetap menggunakan metode ekuitas.

Sehubungan dengan perjanjian pinjaman bank AMNT, AMI hanya diizinkan untuk membagikan dividen kepada pemegang saham hanya pada atau setelah penawaran umum perdana atas saham AMI.

PT Api Metra Graha

Pada tanggal 29 Maret 2019, Grup melakukan divestasi sebesar 51% saham kepemilikan pada PT Api Metra Graha kepada PT Medco Daya Abadi Lestari, entitas induk. Setelah divestasi tersebut, Grup mencatat 49% kepemilikan saham pada PT Api Meta Graha pada nilai wajar dan selanjutnya mencatat perubahan investasi menggunakan metode ekuitas mengingat Grup memiliki pengaruh signifikan.

Sehubungan dengan perjanjian pinjaman bank AMG, AMG tidak diperbolehkan untuk membagikan dividen kepada para pemegang sahamnya tanpa persetujuan tertulis dari bank.

APICO LLC ("APICO")

Sehubungan dengan akuisisi yang dilakukan oleh Grup atas 100% saham Ophir Energy Plc (Catatan 44), efektif sejak tanggal akuisisi, Grup memiliki 27,18% kepemilikan saham pada APICO LLC yang dicatat dengan menggunakan metode ekuitas.

13. LONG-TERM INVESTMENTS (continued)

PT Amman Mineral Internasional (continued)

In 2018, API reduced its shareholding in AMI where by December 31, 2018, the shareholding structure of AMI became as follows: the Company by 39.35%, API by 18.18%, SGP by 37.37% and PT Medco Services Indonesia ("MSI") (an indirect subsidiary of the Company which is classified and presented as part of "Assets held for sale and Discontinued Operation") (Note 36) by 5.10%. Based on the current shareholding structure, there is no more indication of joint control between the Group and API. Therefore, as of December 31, 2018, the Group's investment in AMI is considered as investment in associate and continues to be accounted for using the equity method.

In relation with the bank loan agreement of AMNT, AMI is only allowed to distribute dividends to its shareholders only on or after the initial public offering of AMI shares.

PT Api Metra Graha

On March 29, 2019, the Group divested 51% share ownership in PT Api Metra Graha to PT Medco Daya Abadi Lestari, parent entity. After such divestment, the Group measured the 49% share ownership in PT Api Meta Graha at fair value and this was subsequently accounted for as an investment using equity method with consideration that the Group has significant influence.

In relation with the bank loan agreement of AMG, AMG is not allowed to distribute dividends to its shareholders without written consent from the bank.

APICO LLC ("APICO")

In relation to the Group's acquisition of 100% share ownership in Ophir Energy Plc (Note 44), starting from the acquisition effective date, the Group owns 27.18% share ownership in APICO LLC which is accounted for using equity method.

13. INVESTASI JANGKA PANJANG (lanjutan)

APICO LLC ("APICO") (lanjutan)

APICO LLC adalah perseroan terbatas yang didirikan di negara bagian Delaware, Amerika Serikat ("AS"). APICO LLC memiliki seluruh kepemilikan secara langsung dan tidak langsung atas APICO (Khorat) Holding LLC, perseroan terbatas yang dibentuk di negara bagian Delaware, AS. APICO (Khorat) Holding LLC memiliki seluruh kepemilikan atas APICO (Khorat) Limited yang merupakan perseroan terbatas yang didirikan di Thailand dan memiliki usaha di Kerajaan Thailand. Usaha utama APICO adalah akuisisi, eksplorasi, pengembangan dan produksi hak petroleum di Kerajaan Thailand.

Pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, manajemen berpendapat tidak terdapat penurunan nilai atas investasi jangka panjang.

13. LONG-TERM INVESTMENTS (continued)

APICO LLC ("APICO") (continued)

APICO LLC is a limited liability company formed in the State of Delaware, United States of America ("USA"). APICO LLC directly and indirectly wholly owns APICO (Khorat) Holding LLS, a limited liability company formed in the State of Delaware, USA. APICO (Khorat) Holding LLC wholly owns APICO (Khorat) Limited, which is a limited company that was incorporated in Thailand and has its principal place of business in the Kingdom of Thailand. The APICO's primary business purpose is the acquisition, exploration, development and production of petroleum interests in the Kingdom of Thailand.

As of December 31, 2019 and 2018, management is of the opinion that there is no impairment in the long-term investments.

14. ASET TETAP

Akun ini terdiri dari sebagai berikut:

14. PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT

This account consists of the following:

	2019							
	Saldo Awal/ *Beginning Balance*	Penambahan/ *Additions*	Pengurangan/ *Deductions*	Reklasifikasi/ *Reclassi-fications*	Aset Entitas Anak yang Dimiliki untuk Dijual/ *Assets of Subsidiaries Classified as Held for Sale*	Penjabaran Laporan Keuangan/ *Translation Adjustments*	Saldo Akhir/ *Ending Balance*	
Biaya Perolehan								*Acquisition Cost*
Tanah	7.042.993	977.414	(293.437)	-	-	139.543	7.866.513	*Land*
Bangunan dan prasarana	10.843.079	351.539	-	29.681	-	89.193	11.313.492	*Buildings and improvement*
Mesin	46.027.557	4.202.380	-	-	(79.906)	1.470.590	51.620.621	*Machinery*
Kendaraan bermotor	5.298.692	333.102	(198.729)	-	(419.448)	29.060	5.042.677	*Vehicles*
Peralatan kantor dan lainnya	9.943.834	2.061.308	(49.639)	28.434	(339.505)	143.552	11.787.984	*Office and other equipment*
Leasehold improvements	1.773.561	489.345	-	-	(244.396)	15.495	2.034.005	*Leasehold improvements*
Peralatan	2.593.420	-	-	-	-	-	2.593.420	*Tools*
Aset sewa guna usaha	39.217	-	-	-	-	(1.636)	37.581	*Assets under finance lease*
Aset tetap dalam pembangunan	5.610.128	250.387	-	(3.749.583)	-	221.205	2.332.137	*Construction in progress*
Jumlah Biaya Perolehan	89.172.481	8.665.475	(541.805)	(3.691.468)	(1.083.255)	2.107.002	94.628.430	*Total Acquisition Cost*
Akumulasi Penyusutan								*Accumulated Depreciation*
Bangunan dan prasarana	4.299.108	556.369	-	-	-	42.769	4.898.246	*Buildings and improvement*
Mesin	23.972.768	5.702.433	-	-	(364.807)	665.147	29.975.541	*Machinery*
Kendaraan bermotor	4.091.921	350.440	(189.667)	-	-	22.610	4.275.304	*Vehicles*
Peralatan kantor dan lainnya	9.012.233	1.468.867	(47.685)	-	(245.485)	147.979	10.335.909	*Office and other equipment*
Leasehold improvements	1.493.574	106.502	-	-	(244.396)	10.805	1.366.485	*Leasehold improvements*
Peralatan	1.353.875	-	-	-	-	-	1.353.875	*Tools*
Aset sewa guna usaha	35.940	3.890	-	-	-	(2.249)	37.581	*Assets under financial lease*
Jumlah Akumulasi Penyusutan	44.259.419	8.188.501	(237.352)	-	(854.688)	887.061	52.242.941	*Total Accumulated Depreciation*
Akumulasi Penurunan Nilai								*Accumulated Impairment*
Penurunan nilai	1.700.781	-	-	-	-	36.839	1.737.620	*Impairment*
Nilai Tercatat	**43.212.281**						**40.647.869**	***Carrying Value***

14. ASET TETAP (lanjutan)

14. PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT (continued)

	2018							
	Saldo Awal/ *Beginning Balance*	Penambahan/ *Additions*	Pengurangan/ *Deductions*	Reklasifikasi/ *Reclassifications*	Aset Entitas Anak yang Dimiliki untuk Dijual/ *Assets of Subsidiaries Classified as Held for Sale*	Penjabaran Laporan Keuangan/ *Translation Adjustments*	Saldo Akhir/ *Ending Balance*	
Biaya Perolehan								*Acquisition Cost*
Tanah	7.257.540	-	-	-	-	(214.547)	7.042.993	*Land*
Bangunan dan prasarana	10.915.126	63.952	-	-	-	(135.999)	10.843.079	*Buildings and improvements*
Mesin	45.741.339	2.430.136	-	-	-	(2.143.918)	46.027.557	*Machinery*
Kendaraan bermotor	5.236.265	223.222	(43.700)	-	-	(117.095)	5.298.692	*Vehicles*
Peralatan kantor dan lainnya	10.138.805	660.243	(8.830)	-	(627.897)	(218.487)	9.943.834	*Office and other equipment*
Leasehold improvements	1.701.900	50.952	-	-	-	20.709	1.773.561	*Leasehold improvements*
Pesawat terbang	15.865.596	-	(15.865.596)	-	-	-	-	*Aircraft*
Peralatan	2.593.420	-	-	-	-	-	2.593.420	*Tools*
Aset sewa guna usaha	41.918	41.921	-	-	-	(44.622)	39.217	*Assets under finance lease*
Aset tetap dalam pembangunan	22.745.278	530.407	-	(16.428.212)	-	(1.237.345)	5.610.128	*Construction in progress*
Jumlah Biaya Perolehan	122.237.187	4.000.833	(15.918.126)	(16.428.212)	(627.897)	(4.091.304)	89.172.481	*Total Acquisition Cost*
Akumulasi Penyusutan								*Accumulated Depreciation*
Bangunan dan prasarana	3.842.076	510.510	-	-	-	(53.478)	4.299.108	*Buildings and improvements*
Mesin	19.856.249	4.891.183	-	-	-	(774.664)	23.972.768	*Machinery*
Kendaraan bermotor	4.288.580	-	(43.700)	-	-	(152.959)	4.091.921	*Vehicles*
Peralatan kantor dan lainnya	9.295.944	500.074	(6.778)	-	(620.839)	(156.168)	9.012.233	*Office and other equipment*
Leasehold improvements	1.417.188	93.703	-	-	-	(17.317)	1.493.574	*Leasehold improvements*
Pesawat terbang	4.433.935	239.927	(4.673.862)	-	-	-	-	*Aircraft*
Peralatan	1.353.875	-	-	-	-	-	1.353.875	*Tools*
Aset sewa guna usaha	36.435	869	-	-	-	(1.364)	35.940	*Assets under financial lease*
Jumlah Akumulasi Penyusutan	44.524.282	6.236.266	(4.724.340)	-	(620.839)	(1.155.950)	44.259.419	*Total Accumulated Depreciation*
Akumulasi Penurunan Nilai								*Accumulated Impairment*
Penurunan nilai	9.788.805	1.700.781	(9.788.805)	-	-	-	1.700.781	*Impairment*
Nilai Tercatat	**67.924.100**						**43.212.281**	***Carrying Value***

Beban penyusutan dialokasikan sebagai berikut:

Allocation of depreciation expense is as follows:

	2019	2018	
Operasi yang Dilanjutkan			*Continuing Operations*
Beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya	6.306.426	4.581.143	*Cost of sales and other direct costs*
Beban penjualan, umum dan administrasi (Catatan 33)	1.882.075	1.655.123	*Selling, general and administrative expenses (Note 33)*
Jumlah	**8.188.501**	**6.236.266**	***Total***

Tidak ada aset tetap yang digunakan sebagai jaminan atas utang yang diperoleh oleh Perusahaan dan Entitas Anaknya.

There is no property, plant and equipment used as collateral to the loans obtained by the Company and its Subsidiaries.

14. ASET TETAP (lanjutan)

Pada tanggal 31 Desember 2018, aset tetap dalam pembangunan terutama berkaitan dengan Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik (Catatan 45) dan akan disewakan pada saat tanggal operasi komersial. Selain itu, pada tanggal 31 Desember 2019, aset tetap dalam pembangunan merupakan proyek pembangunan pembangkit listrik tenaga mini-hidro dengan tingkat penyelesaian yang berkisar antara 1% - 97% dan diestimasikan selesai pada tahun 2020 - 2021.

Aset tetap dalam pembangunan pada tanggal 31 Desember 2018 yang telah mencapai tahapan operasi komersial pada tahun 2018 adalah pembangkit listrik mini-hidro Pusaka yang berlokasi di Cianjur, Jawa Barat dengan kapasitas 8,8 MW. Biaya konstruksinya sebesar AS$16.428.212 direklasifikasi sebagai piutang sewa pembiayaan (Catatan 8) sesuai dengan Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik dengan PT PLN (Persero) Unit Induk Distribusi Jawa Barat (dahulu PT PLN (Persero) Distribusi Jawa Barat) (Catatan 45).

Biaya pinjaman yang dikapitalisasi ke aset tetap masing-masing sebesar AS$ nihil dan AS$466.732 untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2019 dan 2018. Suku bunga efektif yang digunakan untuk menentukan biaya pinjaman yang dikapitalisasi masing-masing sebesar nihil dan 12,41% untuk tahun 2019 dan 2018.

Seluruh persediaan (Catatan 10) dan aset tetap, kecuali tanah, termasuk aset tetap dalam perjanjian mengandung sewa (Catatan 8) telah diasuransikan terhadap risiko kebakaran, pencurian dan risiko lainnya dengan nilai pertanggungan sebesar AS$3,2 miliar dan Rp569,9 miliar pada tanggal 31 Desember 2019, dimana AS$923,7 juta dan Rp773,6 miliar pada tanggal 31 Desember 2018. Manajemen berkeyakinan bahwa nilai pertanggungan tersebut adalah cukup untuk menutupi kemungkinan kerugian atas aset yang dipertanggungkan.

14. PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT (continued)

As of December 31, 2018, the construction in progress is mainly related to the Power Purchase Agreements (Note 45) and will be leased out upon commercial operation date. In addition, as of December 31, 2019, the construction in progress mainly represents construction of mini-hydro power plant with completion rate ranging from 1% - 97% and estimated to be completed in between 2020 - 2021.

Construction in progress as of December 31, 2018 which has started commercial operations in 2018 was the mini-hydro power plant Pusaka located in Cianjur, West Java with capacity of 8.8 MW. Related construction cost which amounted to US$16,428,212 was reclassified to finance lease receivables (Note 8) in accordance with the Power Purchase Agreement with PT PLN (Persero) Unit Induk Distribusi Jawa Barat (formerly PT PLN (Persero) Distribusi Jawa Barat) (Note 45).

Borrowing costs capitalized to property, plant and equipment for the years ended December 31, 2019 and 2018 amounted to US$ nil and US$466,732, respectively. The effective interest rates used to determine the borrowing costs eligible for capitalization is nil and 12.41% for 2019 and 2018, respectively.

All inventories (Note 10) and property, plant and equipment, except land, including property, plant and equipment under an arrangement containing a lease (Note 8) were insured against fire, theft and other possible risks for US$3.2 billion and Rp569.9 billion as of December 31, 2019, while US$923.7 million and Rp773.6 billion as of December 31, 2018. Management believes that the insurance coverage is adequate to cover possible losses on the assets insured.

14. ASET TETAP (lanjutan) / 14. *PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT (continued)*

Beberapa pelepasan aset tetap adalah sebagai berikut:

Disposals of property, plant and equipment are as follows:

	2019	2018	
Harga jual	1.213.231	769.000	*Selling price*
Nilai tercatat	(304.453)	(1.404.981)	*Carrying amount*
Laba/(Rugi)	**908.778**	**(635.981)**	***Gain/(Loss)***

Pada tahun 2018, pengurangan (termasuk penurunan nilai terkait) terutama terkait dengan penjualan pesawat terbang yang dimiliki oleh entitas anak ke pihak ketiga (Catatan 45).

In 2018, the deductions (including the related impairment) pertain mainly to the sale of an aircraft owned by a subsidiary to a third party (Note 45).

Pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, biaya perolehan aset tetap yang telah disusutkan penuh namun masih digunakan oleh Grup masing-masing sebesar AS$9,3 juta dan AS$7,8 juta terdiri atas mesin dan peralatan kantor dan lainnya.

As of December 31, 2019 and 2018, the cost of property, plant and equipment that have been fully depreciated but are still being used by the Group amounted to US$9.3 million and US$7.8 million, respectively, consisting of machinery and office and other equipment.

Berdasarkan laporan penilai independen dan penilaian internal manajemen, nilai wajar aset tetap Grup (sebagian besar terdiri dari aset bidang usaha listrik) pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018 masing-masing sebesar AS$50.195.518 dan AS$51.402.804. Jumlah nilai wajar pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018 masuk dalam kategori level 3 pada hierarki nilai wajar. Dalam pendekatan penilaian nilai wajar menggunakan pendekatan pasar dan pendekatan biaya.

Based on the report of an independent appraiser and management internal valuation, the fair value of the Group's property, plant and equipment (mostly consist of assets from power business activities) as of December 31, 2019 and 2018 amounted to US$50,195,518 and US$51,402,804, respectively. The fair value as of December 31, 2019 and 2018 were categorized as level 3 in the fair value hierarchy.The assessment of fair value is using the market approach and cost approach.

Berdasarkan hasil penelaahan atas aset tetap secara individu pada tanggal 31 Desember 2018, Grup mengakui kerugian penurunan nilai aset tetap dari PT Sangsaka Hidro Barat sebesar AS$1.700.781 sebagai akibat dari penurunan nilai aset tetap yang diakui dalam laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian dalam akun "Kerugian Penurunan Nilai Aset". Jumlah terpulihkan pada tanggal 31 Desember 2018 berdasarkan nilai wajar dikurangi biaya pelepasan di mana nilai wajarnya masuk dalam kategori level 3 pada hierarki nilai wajar.

Based on the review of individual property, plant and equipment as of December 31, 2018, the Group recognized impairment loss of property, plant and equipment from PT Sangsaka Hidro Barat amounting to US$1,700,781 as a result of property, plant and equipment's decline in value which was recognized in the consolidated statements of profit or loss and other comprehensive income as "Loss on Impairment of Assets". The recoverable amount as of December 31, 2018 was based on fair value less cost to sell which fair value was categorized as level 3 in the fair value hierarchy.

Pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, manajemen berpendapat bahwa penyisihan penurunan nilai yang dicadangkan adalah cukup dan tidak diperlukan penurunan nilai lebih lanjut atas aset tetap lainnya.

As of December 31, 2019 and 2018, the management is of the opinion that the allowance for impairment losses were adequate and no further impairment on the remaining property, plant and equipment is necessary.

15. ASET EKSPLORASI DAN EVALUASI / *15. EXPLORATION AND EVALUATION ASSETS*

	Jumlah/ *Amount*	
Saldo awal 1 Januari 2018	**103.766.335**	***Beginning balance, January 1, 2017***
Penambahan	12.987.687	*Additions*
Direklasifikasi ke aset minyak dan gas bumi	(12.025.290)	*Reclassified to oil and gas properties*
Sumur kering	(2.505.213)	*Dry hole*
Saldo akhir 31 Desember 2018	**102.223.519**	***Ending balance, December 31, 2018***
Penambahan	13.081.102	*Additions*
Akuisisi entitas anak (Catatan 44)	185.725.262	*Acquisition of subsidiaries (Note 44)*
Direklasifikasi ke aset minyak dan gas bumi	(1.414.439)	*Reclassified to oil and gas properties*
Direklasifikasi ke aset dimiliki untuk dijual (Catatan 36)	(16.166.049)	*Reclassified to assets held for sale (Note 36)*
Pelepasan hak partisipasi	(8.982.925)	*Divestment of participating interest*
Sumur kering	(1.801.054)	*Dry hole*
Saldo akhir 31 Desember 2019	**272.665.416**	***Ending balance, December 31, 2019***

Berdasarkan penelaahan aset eksplorasi dan evaluasi, manajemen berkeyakinan tidak diperlukan penurunan nilai lebih lanjut untuk aset eksplorasi dan evaluasi pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018.

Based on the review of exploration and evaluation assets, management believes that no further impairment of exploration and evaluation assets as of December 31, 2019 and 2018 is necessary.

16. ASET MINYAK DAN GAS BUMI / *16. OIL AND GAS PROPERTIES*

a. Aset Minyak dan Gas Bumi / *a. Oil and Gas Properties*

Akun ini terdiri dari sebagai berikut: / *This account consists of the following:*

	2019	2018	
Sumur dan perlengkapan terkait dan fasilitasnya	3.087.555.387	1.843.530.670	*Wells and related equipment and facilities*
Sumur, perlengkapan dan fasilitas dalam pengerjaan	479.287.461	676.232.808	*Uncompleted wells, equipment and facilities*
Operated acreage	68.685.794	74.265.892	*Operated acreage*
Peralatan dan gudang	16.371.515	22.044.482	*Equipment and warehouse*
Kendaraan bermotor	907.226	1.281.726	*Vehicles*
Jumlah	3.652.807.383	2.617.355.578	*Total*
Akumulasi penyusutan, deplesi dan amortisasi dan cadangan penurunan nilai	(1.803.022.199)	(1.387.943.573)	*Accumulated depreciation, depletion and amortization and impairment reserves*
Nilai Tercatat	**1.849.785.184**	**1.229.412.005**	***Carrying Amount***

16. ASET MINYAK DAN GAS BUMI (lanjutan)

a. Aset Minyak dan Gas Bumi (lanjutan)

Pergerakan aset minyak dan gas bumi adalah sebagai berikut:

16. OIL AND GAS PROPERTIES (continued)

a. Oil and Gas Properties (continued)

The movements in oil and gas properties are as follows:

Area Kepemilikan	Lokasi/ *Location*	2019 Saldo Awal 31 Desember 2018/ *Beginning Balance December 31, 2018*	Penambahan/ *Additions*[1]	Pengurangan/ *Deductions*[3]	Saldo Akhir 31 Desember 2019/ *Ending Balance December 31, 2019*	*Area of Interest*
Blok A	Aceh	544.509.487	10.310.321	59.863.168	494.956.640	*Block A*
Sumatera Selatan	Sumatera	94.745.022	14.289.025	49.511.731	59.522.316	*South Sumatera*
Rimau	Sumatera	54.425.890	11.921.229	26.224.640	40.122.479	*Rimau*
Senoro Toili	Sulawesi	217.571.062	10.229.536	24.539.622	203.260.976	*Senoro Toili*
Lematang	Sumatera	8.781.820	2.241.724	3.524.480	7.499.064	*Lematang*
Tarakan	Kalimantan	5.460.694	11.927	3.730.393	1.742.228	*Tarakan*
Simenggaris	Kalimantan	35.509.608	32.745	24.823	35.517.530	*Simenggaris*
Blok B	Kepulauan Riau/ *Riau Islands*	149.944.993	38.536.421	67.907.573	120.573.841	*Block B*
Area 47 Libya[2]	Libya	118.463.429	-	118.463.429	-	*Area 47 Libya*[2]
Malik 9	Yaman/*Yemen*	-	285.440	-	285.440	*Malik 9*
Bualuang	Thailand	-	509.219.743	56.062.822	453.156.921	*Bualuang*
Bangkanai	Kalimantan	-	245.702.508	21.649.104	224.053.404	*Bangkanai*
Blok 12W	Vietnam	-	157.162.982	34.620.065	122.542.917	*Block 12W*
Madura	Jawa Timur/ *East Java*	-	85.391.356	5.610.049	79.781.307	*Madura*
Sampang	Jawa Timur/ *East Java*	-	18.710.162	11.940.041	6.770.121	*Sampang*
		1.229.412.005	**1.104.045.119**	**483.671.940**	**1.849.785.184**	

Area Kepemilikan	Lokasi/ *Location*	2018 Saldo Awal 31 Desember 2017/ *Beginning Balance December 31, 2017*	Penambahan/ *Additions*[3]	Pengurangan/ *Deductions*	Saldo Akhir 31 Desember 2018/ *Ending Balance December 31, 2018*	*Area of Interest*
Blok A	Aceh	353.495.607	191.013.880	-	544.509.487	*Block A*
Sumatera Selatan	Sumatera	63.730.523	42.450.131	11.435.632	94.745.022	*South Sumatera*
Rimau	Sumatera	75.938.165	5.049.231	26.561.506	54.425.890	*Rimau*
Senoro Toili	Sulawesi	231.834.652	3.791.308	18.054.898	217.571.062	*Senoro Toili*
Lematang	Sumatera	12.307.884	771.724	4.297.788	8.781.820	*Lematang*
Tarakan	Kalimantan	4.670.954	5.646.558	4.856.818	5.460.694	*Tarakan*
Simenggaris	Kalimantan	35.471.423	66.095	27.910	35.509.608	*Simenggaris*
Blok B	Kepulauan Riau/ *Riau Islands*	165.551.203	34.128.722	49.734.932	149.944.993	*Natuna*
Main Pass[2]	Amerika Serikat/*USA*	26.650.792	-	26.650.792	-	*Main Pass*[2]
Area 47 Libya	Libya	118.225.459	734.492	496.522	118.463.429	*Area 47 Libya*
Tunisia[2]	Tunisia	19.955.729	-	19.955.729	-	*Tunisia*[2]
		1.107.832.391	**283.652.141**	**162.072.527**	**1.229.412.005**	

1) Penambahan termasuk akuisisi Ophir Energy Plc sebesar AS$894.684.937 (Catatan 44).

2) Pengurangan termasuk reklasifikasi ke aset yang dimiliki untuk dijual dan operasi yang dihentikan (Catatan 36).

3) Termasuk dari penjualan minyak dan gas bumi di Blok A PSC pada tahun 2019 dan 2018 yang dicatat sebagai pengurangan dari aset minyak dan gas bumi masing-masing sebesar AS$14.765.756 dan AS$12.221.107.

1) Additions include acquisition of Ophir Energy Plc amounting to US$894,684,937 (Note 44).

2) Deductions include reclassification to assets held for sale and discontinued operations (Note 36).

3) Including oil and gas sales in Blok A PSC in 2019 and 2018, which are recorded as deduction of oil and gas properties amounting to US$14,765,756 and US$12,221,107, respectively.

16. ASET MINYAK DAN GAS BUMI (lanjutan)

a. Aset Minyak dan Gas Bumi (lanjutan)

Pada tahun 2019, Grup merevisi estimasi cadangan terbukti (P1 dan P2) di wilayah kerja Sumatera Selatan, Rimau, Natuna dan Blok A berdasarkan laporan penilai independen yang diperoleh dari konsultan teknik independen perusahaan serta di wilayah kerja Tarakan berdasarkan laporan internal Perusahaan. Penyesuaian atas saldo estimasi cadangan tersebut menurunkan beban deplesi sebesar AS$6 juta.

Dampak perubahan estimasi cadangan terbukti (P1 dan P2) tersebut pada periode mendatang pada beban deplesi adalah sebagai berikut:

16. OIL AND GAS PROPERTIES (continued)

a. Oil and Gas Properties (continued)

In 2019, the Group revised the estimated proved reserves (P1 and P2) in South Sumatera, Rimau, Natuna and Block A area based on the independent appraisal reports from independent technical consultants as well as in Tarakan area based on the Company's internal report. As a result, the depletion expense decreased by US$6 million.

The impact of the change in the estimated proved reserves (P1 and P2) in the future periods in depletion expenses are as follows:

	Jumlah/ *Amount*	
Tahun		***Year***
2020	4.679.873	*2020*
2021	(7.027.024)	*2021*
2022	(750.827)	*2022*
2023	(16.843.461)	*2023*
2024	1.821.100	*2024*
Jumlah	**(18.120.339)**	***Total***

Pada tahun 2018, Grup merevisi estimasi cadangan terbukti (P1 dan P2) di wilayah kerja Natuna dan Senoro-Toili berdasarkan laporan penilai independen yang diperoleh dari konsultan teknik independen perusahaan serta di wilayah kerja Sumatera Selatan berdasarkan laporan internal Perusahaan. Sebagai akibatnya, beban deplesi turun sebesar AS$25,6 juta.

In 2018, the Group revised the estimated proved reserves (P1 and P2) in Natuna and Senoro-Toili area based on the independent appraisal reports from independent technical consultants as well as in South Sumatera area based on the Company's internal report. As a result, the depletion expense decreased by US$25.6 million.

Pada tahun 2019 dan 2018, beban bunga dan beban pendanaan lainnya yang dikapitalisasi sebagai aset minyak dan gas bumi masing-masing sebesar AS$4,2 juta dan AS$27,1 juta.

In 2019 and 2018, interest and other financing costs that are capitalized as oil and gas properties amounted to US$4.2 million and US$27.1 million, respectively.

Pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, seluruh sumur, area tambang dan perlengkapan dan fasilitas terkait yang dimiliki entitas anak yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi diasuransikan dengan nilai pertanggungan masing-masing sebesar AS$11,1 miliar dan AS$7,5 miliar. Manajemen berkeyakinan bahwa nilai pertanggungan tersebut adalah cukup untuk menutupi kemungkinan kerugian atas aset yang dipertanggungkan.

As of December 31, 2019 and 2018, all wells, mining areas and related equipment and facilities of subsidiaries involved in oil and gas exploration and production are insured for US$11.1 billion and US$7.5 billion, respectively. Management believes the insurance coverage is adequate to cover possible losses on the assets insured.

16. ASET MINYAK DAN GAS BUMI (lanjutan)

b. Uji penurunan nilai atas aset eksplorasi dan evaluasi, dan aset minyak dan gas bumi

Pengujian penurunan nilai atas aset minyak dan gas bumi dilakukan ketika terdapat suatu indikasi bahwa nilai tercatat aset minyak dan gas bumi tersebut mengalami penurunan. Dalam hal ini, manajemen Grup menentukan hak kepemilikan pada masing-masing blok sebagai satu UPK.

Pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, berdasarkan evaluasi manajemen, tidak terdapat indikasi bahwa nilai tercatat aset minyak dan gas bumi mengalami penurunan nilai.

16. OIL AND GAS PROPERTIES (continued)

b. Impairment test on exploration and evaluation assets and oil and gas properties

Impairment test on oil and gas properties is performed when circumstances indicate the CGU's carrying value may be impaired. In this matter, the management of the Group determined the participating interests in the respective blocks as a CGU.

As of December 31, 2019 and 2018, based on management's assessment, there are no circumstances that indicate the carrying value of oil and gas assets may be impaired.

17. *GOODWILL*

Goodwill yang diakui muncul dari akuisi operasi bisnis oleh Grup, yang menciptakan sinergi dengan portofolio Grup yang ada.

Goodwill tersebut tidak diharapkan dapat dikurangkan untuk tujuan pelaporan pajak.

Akuisisi PT Medco Power Internasional ("MPIn") (dahulu PT Saratoga Power ("SP"))

Efektif tanggal 3 Oktober 2017, Perusahaan mengakuisisi 77,68% kepemilikan atas PT Saratoga Power ("SP") dari PT Saratoga Sentra Business ("SSB"), dan S Asia III Luxembourg S.A.R.L. ("SAL"). PT Saratoga Power memiliki 51% kepemilikan di PT Medco Power Indonesia ("MPI"), dimana Perusahaan saat ini memiliki 49% kepemilikan atas MPI. Dengan transaksi ini, kepemilikan efektif Perusahaan atas MPI meningkat dari 49% menjadi 88,62%. Berdasarkan alokasi harga pembelian, Perusahaan mengakui *goodwill* dari akuisisi ini sebesar AS$66.007.311.

17. GOODWILL

Goodwill recognized is arising on the Group's acquisitions of business operations, that creates synergies with the Group's existing portfolio.

Goodwill is not expected to be deductible for tax purposes.

Acquisition of PT Medco Power Internasional ("MPIn") (formerly PT Saratoga Power ("SP"))

Effective on October 3, 2017, the Company acquired 77.68% ownership in PT Saratoga Power ("SP") from PT Saratoga Sentra Business ("SSB"), and S Asia III Luxembourg S.A.R.L. ("SAL"). PT Saratoga Power owns 51% ownership in PT Medco Power Indonesia ("MPI"), where the Company currently owns 49% ownership in MPI. With this transaction, the effective portion of Company's stake in MPI increased from 49% to 88.62%. Based on the purchase price allocation, the Company recognized goodwill from this acquisition amounting to US$66,007,311.

17. *GOODWILL* (lanjutan)

Akuisisi ConocoPhillips Singapore Operations Pte Limited ("CSOP")

Pada tanggal 18 September 2016, Medco Natuna Pte Ltd menandatangani *Share Purchase and Sale Agreement* ("SPA") dengan ConocoPhillips Indonesia Holding Limited ("ConocoPhillips") dan ConocoPhillips Company untuk mengakuisisi 100% saham anak perusahaannya, ConocoPhillips Singapore Operations Pte Limited ("CSOP") dengan nilai pembelian sebesar AS$1.000.000. Saldo *goodwill* yang timbul dari akuisisi ini sebesar AS$1.017.204.

Uji penurunan nilai terhadap *Goodwill*

Dalam menguji apakah penurunan nilai *goodwill* diperlukan, nilai tercatat *goodwill* dialokasikan ke aset atau UPK yang relevan untuk mendapatkan nilai tercatat kombinasian. Nilai tercatat kombinasian tersebut dibandingkan dengan nilai terpulihkan UPK. Grup menguji penurunan nilai *goodwill* setiap tahun (pada tanggal 31 Desember) dan ketika keadaan yang mengindikasikan bahwa nilai tercatat mungkin mengalami penurunan nilai.

Untuk tujuan pengujian penurunan nilai pada tanggal 31 Desember 2019, jumlah terpulihkan UPK adalah mana yang lebih tinggi antara nilai wajar dikurangi biaya pelepasan ("FVLCD") dan nilai pakai. FVLCD berdasarkan data yang tersedia dari transaksi yang mengikat, yang dilakukan secara *arm's length*, untuk aset sejenis atau harga pasar yang dapat diobservasi dikurangi tambahan biaya pelepasan aset. Manajemen menggunakan harga jual terakhir saham MPIn dengan pihak ketiga pada tahun 2019 (level 2 hierarki nilai wajar). Berdasarkan dasar nilai wajar ini, jumlah terpulihkan UPK dimana *goodwill* melekat pada tanggal 31 Desember 2019 lebih tinggi dari nilai bukunya.

Untuk tujuan pengujian penurunan nilai pada tanggal 31 Desember 2018, jumlah terpulihkan UPK ditentukan berdasarkan "nilai pakai" (*value-in-use*) dengan menggunakan metode arus kas yang didiskontokan. Berikut adalah ringkasan dari asumsi utama yang digunakan:

17. GOODWILL (continued)

Acquisition of ConocoPhillips Singapore Operations Pte Limited ("CSOP")

On September 18, 2016, Medco Natuna Pte Ltd signed a Share Purchase and Sale Agreement ("SPA") with ConocoPhillips Indonesia Holding Limited ("ConocoPhillips") and ConocoPhillips Company, to acquire 100% shares of its subsidiaries, ConocoPhillips Singapore Operations Pte Limited ("CSOP") with acquisition price amounting to US$1,000,000. Goodwill that was recognized from this acquisition amounted to US$1,017,204.

Impairment test on Goodwill

In assessing whether impairment on goodwill is required, the carrying value of goodwill is allocated to the relevant assets or CGU to obtain combined carrying value. The combined carrying value is compared with CGU's recoverable amount. The Group performs testing of goodwill impairment annually (on December 31) and when circumstances indicate that the carrying value may be impaired.

For impairment testing purposes on December 31, 2019, the recoverable amount of CGU is the higher of its fair value less costs of disposal ("FVLCD") and its value in use. The FVLCD is based on available data from binding sales transactions, conducted at arm's length, for similar assets or observable market prices less incremental costs of disposing of the asset. Management has used the latest selling price of the MPIn shares between third parties in 2019 (level 2 fair value hierarchy). Based on this basis of fair value, the recoverable amount of the CGU where the goodwill is attached as of December 31, 2019 is higher than the carrying amount.

For impairment testing purposes on December 31, 2018, the recoverable amounts of the CGU are determined based on "value-in-use" using discounted cash flows method. The following is the summary of key assumptions used:

17. *GOODWILL* (lanjutan)

Asumsi-asumsi utama yang digunakan

PT Medco Power Internasional ("MPIn")

Jumlah terpulihkan UPK ditentukan berdasarkan jumlah terpulihkan masing-masing entitas anak MPIn yang terdiri dari MPI dan entitas anaknya dengan menggunakan proyeksi arus kas yang didiskontokan dari rencana bisnis selama 11 sampai dengan 36 tahun yang merupakan periode kontrak entitas-entitas tersebut dengan pelanggan.

Tingkat diskonto: tingkat diskonto sebelum pajak yang digunakan pada tanggal 31 Desember 2018 adalah 5,43% sampai 9,91% yang dihasil dari rata-rata biaya modal tertimbang setelah dikurangi pajak (WACC) dari UPK, dengan tingkat bunga bebas risiko (5,01% - 9,17%) dan biaya utang (4,29% - 10,34%) yang sudah disesuaikan berdasarkan kondisi kini MPI dan entitas anaknya.

Harga listrik dan jasa perawatan: asumsi harga selama periode proyeksi berdasarkan data historis Grup dan estimasi manajemen atas fluktuasi harga masa depan dan penyesuaian. Harga listrik dan jasa perawatan yang diberikan oleh entitas anak MPI berkisar antara AS$0,05/kWh sampai dengan AS$0,09/kWh dan antara Rp205/kWh sampai dengan Rp1.296/kWh dengan asumsi jumlah produksi listrik berdasarkan proyeksi manajemen.

Biaya produksi listrik dan belanja modal: asumsi ini berdasarkan biaya produksi historis Grup dan rencana belanja modal.

Pada tanggal 31 Desember 2018, berdasarkan evaluasi manajemen, jumlah terpulihkan dari UPK adalah sebesar AS$577,1 juta, yang lebih tinggi dari nilai tercatat UPK. Sehingga, manajemen berpendapat tidak terdapat kerugian penurunan nilai yang diperlukan atas *goodwill* dari akuisisi MPIn.

Pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, manajemen berkeyakinan tidak ada kerugian nilai atas *goodwill* yang diperlukan.

17. GOODWILL (continued)

Key assumptions used

PT Medco Power Internasional ("MPIn")

The recoverable amount of the CGU has been determined based on the recoverable amount of each of the subsidiaries of MPIn comprised of MPI and its subsidiaries using discounted cash flow projections from the business plan covering 11-year period to 36-year period which represents contract period for the respective entities with their customers.

Discount rate: the pre-tax discount rate used as of December 31, 2018 was 5.43% until 9.91% derived from the post-tax weighted average cost of capital (WACC) of the respective CGUs, with risk free rate (5.01% - 9.17%) and cost of debt (4.29% - 10.34%) which are already adjusted based on the current condition of MPI and its subsidiaries.

Electricity rates and maintenance service rates: forecasted prices over the projection period are based on historical rates of the Group and management's estimates on future price fluctuation and adjustments. Electricity rate and maintenance service rate which are provided by MPI subsidiaries are ranging from US$0.05/kWh until US$0.09/kWh and from Rp205/kWh until Rp1,296/kWh, with assumption of total electricity production based on management's projection.

Electricity production costs and capital expenditures: these assumptions are based on the Group's historical production costs and capital expenses plan.

As of December 31, 2018, based on management's evaluation, the total recoverable amount of the CGU is US$577.1 million, which is higher than the CGU's carrying amount. Therefore, management is of the opinion that there is no impairment losses is necessary on the goodwill arising from MPIn acquisition.

As of December 31, 2019 and 2018, the management believes that no impairment loss on goodwill is necessary.

18. ASET LAIN-LAIN / *18. OTHER ASSETS*

Akun ini terdiri dari: / *This account consists of the following:*

	2019	2018	
Lancar			*Current*
Uang muka kepada pihak berelasi	36.000.000	16.000.000	*Advance to a related party*
Uang muka	17.382.047	22.029.906	*Advances*
Uang muka pemasaran	8.580.000	-	*Marketing advance*
Investasi tersedia untuk dijual	5.661.258	6.211.302	*Available for sale-investment*
Jumlah	**67.623.305**	**44.241.208**	***Total***
Tidak lancar			*Non-current*
Uang muka kepada pihak berelasi	33.500.000	21.500.000	*Advance to a related party*
Uang muka pemasaran	9.728.728	-	*Marketing advance*
Uang muka untuk pembelian/sewa	4.446.159	3.960.347	*Advance payments for purchase/rental*
Setoran jaminan	2.657.080	3.389.440	*Security deposits*
Lisensi	693.328	2.319.218	*License*
Lain-lain	8.235.883	3.936.754	*Others*
Jumlah	**59.261.178**	**35.105.759**	***Total***

Uang muka kepada pihak berelasi merupakan uang muka yang dibayarkan kepada PT Medco Daya Abadi Lestari (MDAL) terkait dengan transaksi minyak mentah (Catatan 45).

Advance to a related party is advance to PT Medco Daya Abadi Lestari (MDAL) pertaining to crude oil transaction (Note 45).

Pada tanggal 31 Desember 2018, uang muka terdiri dari pembayaran ke Kas Negara. Transaksi ini berkaitan dengan pembayaran PPh 4(2) Final atas pembelian hak partisipasi pada PSC South Natuna Sea Block B oleh PT Medco Energi Natuna, entitas anak Grup. Uang muka tersebut dapat dikembalikan apabila transaksi dibatalkan. Pada tanggal 31 December 2019, uang muka tersebut telah dipindah bukukan menjadi uang muka pajak untuk Blok B sehubungan dengan pembatalan transaksi.

As of December 31, 2018, advances mostly consist of payment to State Treasury (Kas Negara). This transaction is related to the tax payment of Final Income Tax Art 4(2) on the purchase of participating interest in the PSC South Natuna Sea Block B by PT Medco Energi Natuna, a subsidiary of the Group. The advances can be recovered if the transaction is cancelled. As of December 31 2019, the advances were overbooked to Block B tax advance in relation to the cancellation of transaction.

Uang muka pemasaran merupakan uang muka yang dibayarkan kepada Medco Pacific Resources Pte Ltd terkait dengan pemberian jasa pemasaran termasuk namun tidak terbatas pada pengadaan fasilitas uang muka sehubungan dengan penjualan minyak mentah Grup.

Marketing advance is advance to Medco Pacific Resources Pte Ltd to provide marketing activities including but not limited to procurement of prepayment facilities related to the sale in marketing crude oil of the Group.

Investasi tersedia untuk dijual merupakan 1.900 saham (4%) kepemilikan Grup pada PT Energi Sengkang. Pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, keuntungan yang belum direalisasi atas investasi tersebut masing-masing adalah sebesar AS$767.132 dan AS$1.030.499 disajikan sebagai "Penyesuaian nilai wajar atas investasi tersedia untuk dijual" pada bagian ekuitas laporan posisi keuangan konsolidasian.

Available-for-sale investment represents 1,900 shares (4%) of the Group's ownership in PT Energi Sengkang. As of December 31, 2019 and 2018, the unrealized gain on the investment amounted to US$767,132 and US$1,030,499, respectively, is presented as "Fair value adjustment on available-for-sale investment" in the equity section of the consolidated statement of financial position.

18. ASET LAIN-LAIN (lanjutan)

Pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, nilai wajar dari investasi tersedia untuk dijual ditentukan dengan menggunakan metode pendekatan pasar *guideline publicly traded companies* ("GPTC") berdasarkan laporan penilai independen. Dengan metode pendekatan pasar GPTC, nilai wajar berasal dari kelipatan harga perdagangan dari perusahan publik yang sebanding (misal: pedoman perusahaan) dengan obyek peniliaian pada tanggal penilaian. Perhitungan dari nilai wajar dikategorikan sebagai level 2 pada hierarki nilai wajar.

Grup mengadakan "Perjanjian Jual Beli Saham, Pembelian dan Pengalihan Saham" dengan PT Energi Wirabuana Cakra, dimana Grup setuju untuk menjual kepemilikan saham pada PT Energi Sengkang dengan harga disepakati sebesar AS$2.450 per saham. Penyelesaian transaksi tergantung pada pemenuhan semua persyaratan yang diberikan dalam kesepakatan antara lain, persetujuan pengalihan saham oleh Badan Koordinasi Penanaman Modal (BKPM) Indonesia dan Menteri Hukum dan Hak Asasi Manusia (Kemenkumham) dan pembayaran penuh dari harga yang disepakati. Pada tanggal 31 Desember 2019, kondisi tertentu yang diatur dalam perjanjian yang terkait dengan pemindahan penjualan saham tersebut belum terpenuhi. Dengan demikian, penjualan investasi saham belum dapat diselesaikan.

18. OTHER ASSETS (continued)

As of December 31, 2019 and 2018, the fair value of the available for sale investment is determined using market approach guideline publicly traded companies (GPTC) method based on independent appraisal report. Under the market approach GPTC method, the fair value is derived from trading price multiples of selected set of comparable public companies (i.e.: guideline companies) to the valuation object at the valuation date. The calculation of fair value is categorized level 2 of the fair value hierarchy.

The Group entered into a "Binding Sale, Purchase and Transfer of Shares Agreement" with PT Energi Wirabuana Cakra, whereby the Group agreed to sell its share ownership in PT Energi Sengkang for an agreed price of US$2,450 per share. The consummation of the transaction is dependent upon the fulfillment of all conditions provided in the agreement, among others, approval of the transfer of the shares by the Indonesian Investment Coordinating Board (BKPM) and Ministry of Law and Human Rights (MOLHR) and full payment of the agreed price. As of December 31, 2019, certain conditions provided in the agreement related to the sale transfer of shares have not been fulfilled yet. Accordingly, the sale of the investment in shares has not been executed.

19. UTANG USAHA

Rincian dari akun ini adalah sebagai berikut:

a. Berdasarkan Pemasok

19. TRADE PAYABLES

This account consists of the following:

a. By Supplier

	2019	2018	
Pihak berelasi			*Related parties*
PT Medco Daya Natuna	17.155.491	19.723.777	*PT Medco Daya Natuna*
PT Medco Daya Energi Nusantara	5.911.409	1.055.311	*PT Medco Daya Energi Nusantara*
PT Api Metra Graha	472.069	-	*PT Api Metra Graha*
Sub-jumlah	23.538.969	20.779.088	*Sub-total*
Pihak ketiga			*Third parties*
Pemasok dalam negeri	72.906.345	58.719.536	*Local suppliers*
Pemasok luar negeri	54.662.012	39.572.159	*Foreign suppliers*
Sub-jumlah	127.568.357	98.291.695	*Sub-total*
Jumlah	**151.107.326**	**119.070.783**	***Total***

19. UTANG USAHA (lanjutan) / *19. TRADE PAYABLES (continued)*

b. Berdasarkan Umur / *b. By Aging Category*

	2019	2018	
Sampai dengan 1 bulan	109.782.536	80.431.263	*Up to 1 month*
1 - 3 bulan	21.894.874	23.765.838	*1 - 3 months*
3 - 6 bulan	2.863.044	8.706.211	*3 - 6 months*
6 bulan - 1 tahun	3.234.176	961.008	*6 months - 1 year*
Lebih dari 1 tahun	13.332.696	5.206.463	*More than 1 year*
Jumlah	**151.107.326**	**119.070.783**	***Total***

c. Berdasarkan Mata Uang / *c. By Currency*

	2019	2018	
Dolar Amerika Serikat	98.018.373	72.014.248	*United States Dollar*
Rupiah	47.237.807	47.003.820	*Rupiah*
Baht Thailand	5.104.897	-	*Thailand Baht*
Lain-lain	746.249	52.715	*Others*
Jumlah	**151.107.326**	**119.070.783**	***Total***

Utang usaha baik dari pemasok dalam negeri maupun luar negeri tidak dikenakan bunga dan tidak dijaminkan dan secara umum mempunyai masa kredit sampai dengan satu bulan.

Trade payables to both local and foreign suppliers are non-interest bearing and unsecured and generally have credit terms of up to one month.

20. UANG MUKA DARI PELANGGAN / *20. ADVANCES FROM CUSTOMERS*

	2019	2018	
Glencore Singapore Pte Ltd (Catatan 45)	137.500.000	-	*Glencore Singapore Pte Ltd (Note 45)*
Lukoil Asia Pacific Pte Ltd (Catatan 45)	28.666.667	86.824.769	*Lukoil Asia Pacific Pte Ltd (Note 45)*
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	16.623.963	795.204	*PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)*
PT Metaepsi Pejebe Power Generation	1.436.794	6.263.327	*PT Metaepsi Pejebe Power Generation*
Perusahaan Daerah Mura Energi	619.043	1.100.614	*Perusahaan Daerah Mura Energi*
Lain-lain (masing-masing di bawah AS$1.000.000)	834.272	491.233	*Others (each below US$1,000,000)*
Jumlah	**185.680.739**	**95.475.147**	***Total***
Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	(83.581.655)	(87.975.147)	*Current portion*
Bagian jangka panjang	**102.099.084**	**7.500.000**	***Long-term portion***

21. UTANG LAIN-LAIN / *21. OTHER PAYABLES*

	2019	2018	
Pihak berelasi			*Related parties*
PT Medco Daya Makmur	12.094.780	-	*PT Medco Daya Makmur*
PT Bahtera Daya Makmur (Catatan 44vii)	5.041.870	-	*PT Bahtera Daya Makmur (Note 44vii)*
Kuala Langsa (Block A) Limited (KLL)	79.591	79.591	*Kuala Langsa (Block A) Limited (KLL)*
PT Api Metra Graha	37.071	-	*PT Api Metra Graha*
PT Medco Daya Energi Nusantara	9.522	108.631	*PT Medco Daya Energi Nusantara*
PT Medco Daya Natuna	8.231	2.206.361	*PT Medco Daya Natuna*
PT Medco Daya Abadi Lestari (Catatan 36)	-	10.000.000	*PT Medco Daya Abadi Lestari (Note 36)*
Jumlah	**17.271.065**	**12.394.583**	***Total***
Pihak ketiga			*Third parties*
Utang *overlifting*	19.278.786	50.816.441	*Overlifting payable*
Utang kepada Operasi Bersama	16.572.054	7.890.928	*Payables to Joint Operations*
Kewajiban pajak atas *First Tranche Petroleum*	11.787.964	-	*Tax payable on First Tranche Petroleum*
BP West Java Ltd	4.536.217	4.536.217	*BP West Java Ltd*
Utang untuk pembiayaan kegiatan konstruksi dan operasi	4.029.711	29.617.876	*Payables for construction and operation activities financing*
Utang kepada Lundin Sea Holding B.V.	2.166.242	2.166.242	*Payable to Lundin Sea Holding B.V.*
Star Energy (Kakap) Ltd	1.730.083	-	*Star Energy (Kakap) Ltd*
Asuransi	1.649.629	2.178.128	*Insurance*
Cityview Energy Corp Ltd	1.008.980	1.008.980	*Cityview Energy Corp Ltd*
Karyawan	673.526	1.264.283	*Employees*
Utang kepada Japex Block A Pte Ltd	-	5.000.000	*Payable to Japex Block A Pte Ltd*
Lain-lain (masing-masing di bawah AS$1.000.000)	14.925.998	15.281.259	*Others (each below US$1,000,000)*
Jumlah	**78.359.190**	**119.760.354**	***Total***
Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	(52.549.241)	(102.043.710)	*Current portion*
Bagian jangka panjang	**25.809.949**	**17.716.644**	***Long-term portion***

Utang dari PT Medco Daya Makmur ("MDM") dan PT Bahtera Daya Makmur ("BDM") terutama merupakan utang kepada operasi bersama di Blok Sumatera Selatan dan Rimau.

Payables from PT Medco Daya Makmur ("MDM") and PT Bahtera Daya Makmur ("BDM") are mainly payables to joint operations in South Sumatera and Rimau Blocks.

Utang *overlifting* merupakan utang kepada SKK Migas dan partner operasi bersama dari entitas anak yang bergerak pada bidang minyak dan gas bumi.

Overlifting payables are payables to SKK Migas and joint operations partners from subsidiaries engages in oil and gas sector.

Utang kepada Operasi Bersama merupakan utang atas aktivitas eksplorasi dan produksi yang berkaitan dengan kontrak kerjasama dimana Grup bukan merupakan operator.

Payables to Joint Operations represent payables for exploration and production activities related to joint operations, where the Group is not the operator.

21. UTANG LAIN-LAIN (lanjutan) / *21. OTHER PAYABLES (continued)*

Kewajiban pajak atas *First Tranche Petroleum* (FTP) merupakan bagian kurang bayar pajak penghasilan badan dan pajak dividen atas bagian FTP entitas anak yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi di Indonesia. Entitas Anak akan membayar pajak tersebut jika terdapat "*Equity to be split*" dari penjualan gas.

Tax payable on First Tranche Petroleum (FTP) is part of underpayment of income tax and dividend tax on FTP share of subsidiaries involved in oil and gas exploration and production in Indonesia. The Subsidiaries will pay the tax if there is "Equity to be split" from the sale of gas.

Utang kepada BP West Java Ltd merupakan jumlah yang akan dibayar oleh PT Medco E & P Tomori Sulawesi, entitas anak, pada saat produksi Blok Senoro-Toili telah mencapai volume tertentu sebagaimana ditetapkan dalam perjanjian.

Payable to BP West Java Ltd represents the amount to be paid by PT Medco E & P Tomori Sulawesi, a subsidiary, once the production from the Senoro-Toili Block has reached certain volume as stipulated in the agreement.

Utang untuk pembiayaan kegiatan konstruksi dan operasi merupakan utang atas pembiayaan proyek pembangunan dan untuk operasi proyek pembangkit tenaga listrik.

Payables for construction and operation activities financing represent payables for financing power plant construction and for the operation of power plant projects.

Utang kepada Lundin Sea Holding B.V. merupakan jumlah yang akan dibayar oleh Medco Lematang B.V., entitas anak, pada saat pada saat pendapatan dari Blok Lematang setelah periode perpanjangan telah mencapai kondisi yang disebutkan pada perjanjian.

Payable to Lundin Sea Holding B.V. represents the amount to be paid by Medco Lematang B.V., a subsidiary, once the revenue from the Lematang Block after the extension has reached certain condition as stipulated in the agreement.

Utang kepada Star Energy (Kakap) Ltd merupakan utang atas bagian Star Energy (Kakap) Ltd terkait penjualan gas yang dilakukan oleh Medco E & P Natuna Ltd.

Payable to Star Energy (Kakap) Ltd represents payable for Star Energy (Kakap) Ltd share related to the sale of gas by Medco E & P Natuna Ltd.

22. UTANG PAJAK / *22. TAXES PAYABLE*

Akun ini terdiri dari: / *This account consists of:*

	2019	2018	
Pajak penghasilan:			*Income tax:*
Pasal 4(2)	347.448	369.272	*Article 4(2)*
Pasal 15	30.568	32.621	*Article 15*
Pasal 21	355.482	332.888	*Article 21*
Pasal 23	6.565	258.124	*Article 23*
Pasal 26	2.133	-	*Article 26*
Sub-jumlah	742.196	992.905	*Sub-total*
Entitas anak			*Subsidiaries*
Pajak penghasilan (PPh) Badan	39.142.086	22.285.532	*Corporate income tax*
Pajak penghasilan:			*Income tax:*
Pasal 4(2)	802.389	357.402	*Article 4(2)*
Pasal 15	20.720	31.433	*Article 15*
Pasal 21	840.973	1.158.766	*Article 21*
Pasal 23	1.220.595	1.419.266	*Article 23*
Pasal 26	255.031	248.543	*Article 26*
Pajak Pertambahan Nilai (PPN)	6.350.094	2.203.220	*Value-added Tax (VAT)*
Sub-jumlah	48.631.888	27.704.162	*Sub-total*
Jumlah	**49.374.084**	**28.697.067**	***Total***

22. UTANG PAJAK (lanjutan)

Surat Ketetapan Pajak (SKP)

Klaim pajak Grup yang masih belum terselesaikan akibat terbitnya Surat Ketetapan sampai tanggal 31 Desember 2019 dan 2018 adalah sebagai berikut:

22. TAXES PAYABLE (continued)

Tax Assessment Letters

The Group's unresolved tax claims due to the issuance of tax assessment letters up to December 31, 2019 and 2018 are as follows:

PT TJB Power Services (TJBPS) / ***PT TJB Power Services (TJBPS)***

Jenis Pajak dan Masa/*Type of Tax and Period*	Jenis/*Type*	Jumlah Penilaian Menurut Otoritas Pajak/*Amount Assessed by Tax Authority*	Jumlah Keberatan/Banding menurut Grup/ *Amount of Objection/Appeal According to the Group*	Nomor dan Tanggal Surat Pajak Terakhir/ *Number and Date of Latest Tax Letters*	Status pada tanggal 31 Desember 2019/ *Status as of December 31, 2019*
PPN September 2016/ *VAT September 2016*	SKP Kurang Bayar Tambahan/ *Additional Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp1.147.586.586	Nihil/*Nil*	00006/307/16/511/19 11 Desember 2019/ *December 11, 2019*	Keberatan/ *Objection*
PPN Juli 2016/ *VAT July 2016*	SKP Kurang Bayar Tambahan/ *Additional Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp343.148.076	Nihil/*Nil*	00005/307/16/511/19 11 Desember 2019/ *December 11, 2019*	Keberatan/ *Objection*
PPh 26 Tahun 2016/ *WHT Art 26 Year 2016*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp1.278.674.504	Nihil/*Nil*	00007/204/16/511/19 11 Desember 2019/ *December 11, 2019*	Keberatan/ *Objection*
PPh Badan Tahun 2016/ *Corporate Income Tax Year 2016*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp3.624.483.370	Rp980.804.510	00071/206/16/511/19 11 Desember 2019/ *December 11, 2019*	Keberatan/ *Objection*
PPN Maret 2018/ *VAT March 2018*	Surat Tagihan Pajak/ *Tax Collection Letter*	Rp792.422.654	Nihil/*Nil*	00170/107/18/511/19 22 April 2019/ *April 22, 2019*	Keberatan/ *Objection*
PPN Desember 2018/ *VAT December 2018*	SKP Lebih Bayar/ *Overpayment of Tax Assessment Letter*	Rp904.637.528	Rp911.057.528	00045/407/18/511/19 8 Oktober 2019/ *October 8, 2019*	Keberatan/ *Objection*

PT Exspan Petrogas Intranusa (EPI) / ***PT Exspan Petrogas Intranusa (EPI)***

Jenis Pajak dan Masa/*Type of Tax and Period*	Jenis/*Type*	Jumlah Penilaian Menurut Otoritas Pajak/*Amount Assessed by Tax Authority*	Jumlah Keberatan/Banding menurut Grup/ *Amount of Objection/Appeal According to the Group*	Nomor dan Tanggal Surat Pajak Terakhir/ *Number and Date of Latest Tax Letters*	Status pada tanggal 31 Desember 2019/ *Status as of December 31, 2019*	Status pada tanggal 31 Desember 2018/ *Status as of December 31, 2018*
PPh Badan Tahun 2015/ *Corporate Income Tax Year 2015*	SKP Lebih Bayar/ *Overpayment of Tax Assessment Letter*	Rp6.426.840.194	Rp47.806.314.376 (Koreksi fiskal/ *Fiscal correction)*	KEP-02094/KEB/WPJ.07/ 2018 16 Juli 2018/ *July 16, 2018*	Banding/ *Appeal*	Banding/ *Appeal*
PPh Badan Tahun 2016/ *Corporate Income Tax Year 2016*	SKP Lebih Bayar/ *Overpayment of Tax Assessment Letter*	Rp3.454.028.300	Rp102.579.601.876 (Koreksi fiskal/ *Fiscal correction)*	KEP-02549/KEB/WPJ.07/2016 29 Mei 2019/ May 29, 2019	Banding/ *Appeal*	Keberatan/ *Objection*

22. UTANG PAJAK (lanjutan)

Surat Ketetapan Pajak (SKP) (lanjutan)

Klaim pajak Grup yang masih belum terselesaikan akibat terbitnya Surat Ketetapan sampai tanggal 31 Desember 2019 dan 2018 adalah sebagai berikut (lanjutan):

PT Medco E & P Tarakan (MEPT)

22. TAXES PAYABLE (continued)

Tax Assessment Letters (continued)

The Group's unresolved tax claims due to the issuance of tax assessment letters up to December 31, 2019 and 2018 are as follows (continued):

PT Medco E & P Tarakan (MEPT)

Jenis Pajak dan Masa/*Type of Tax and Period*	**Jenis/*Type***	**Jumlah Penilaian Menurut Otoritas Pajak/*Amount Assessed by Tax Authority***	**Jumlah Keberatan/Banding menurut Grup/ *Amount of Objection/Appeal According to the Group***	**Nomor dan Tanggal Surat Pajak Terakhir/ *Number and Date of Latest Tax Letters***	**Status pada tanggal 31 Desember 2019/ *Status as of December 31, 2019***	**Status pada tanggal 31 Desember 2018/ *Status as of December 31, 2018***
PPh 23 Tahun 2011/ *WHT Art 23 Year 2011*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp96.849.440	Nihil/*Nil*	PUT-003747.12 5 September 2019/ *September 5, 2019*	Peninjauan Kembali oleh DJP/ *Judicial Review by DGT*	Banding/ *Appeal*
PPh Badan Tahun 2011/ *Corporate Income Tax Year 2011*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	AS$22.884/ *US$22,884*	Nihil/*Nil*	PUT-003748.15 5 September 2019/ *September 5, 2019*	Peninjauan Kembali oleh DJP/ *Judicial Review by DGT*	Banding/ *Appeal*
PPh 23 Tahun 2012/ *WHT Art 23 Year 2012*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp297.592.727	Nihil/*Nil*	PUT-008439.12 22 November 2019/ *November 22, 2019*	Peninjauan Kembali/ *Judicial Review (*)*	Banding/ *Appeal*
PPh Badan Tahun 2012/ *Corporate Income Tax Year 2012*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	AS$65.687/ *US$65,687*	Nihil/*Nil*	PUT-008527.15 22 November 2019/ *November 22, 2019*	Peninjauan Kembali/ *Judicial Review (*)*	Banding/ *Appeal*

(*) Grup telah memperoleh Putusan Pengadilan Pajak pada tanggal 22 November 2019. Grup telah mengajukan Peninjauan Kembali pada Februari 2020

(*) The Group had obtained Tax Court Decision as at November 22, 2019. Subsequently, the Group applies for Judicial Review in February 2020

22. UTANG PAJAK (lanjutan)

Surat Ketetapan Pajak (SKP) (lanjutan)

Klaim pajak Grup yang masih belum terselesaikan akibat terbitnya Surat Ketetapan sampai tanggal 31 Desember 2019 dan 2018 adalah sebagai berikut (lanjutan):

PT Medco E & P Rimau (MEPR)

22. TAXES PAYABLE (continued)

Tax Assessment Letters (continued)

The Group's unresolved tax claims due to the issuance of tax assessment letters up to December 31, 2019 and 2018 are as follows (continued):

PT Medco E & P Rimau (MEPR)

Jenis Pajak dan Masa/*Type of Tax and Period*	**Jenis/*Type***	**Jumlah Penilaian Menurut Otoritas Pajak/*Amount Assessed by Tax Authority***	**Jumlah Keberatan/Banding menurut Grup/ *Amount of Objection/Appeal According to the Group***	**Nomor dan Tanggal Surat Pajak Terakhir/ *Number and Date of Latest Tax Letters***	**Status pada tanggal 31 Desember 2019/ *Status as of December 31, 2019***	**Status pada tanggal 31 Desember 2018/ *Status as of December 31, 2018***
PPh 21 Tahun 2009/ *WHT Art 21 Year 2009*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp5.171.814.354	Nihil/*Nil*	PUT-078675.10 4 Juni 2018/ *June 4, 2018*	Peninjauan Kembali oleh DJP/ *Judicial Review by DGT*	-
PPh Badan Tahun 2011/ *Corporate Income Tax Year 2011*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	AS$296.079/ *US$296,079*	Nihil/*Nil*	KEP-01129/KEB/WPJ .07/ 2017 21 Juni 2017/ *June 21, 2017*	Banding/ *Appeal*	Banding/ *Appeal*
PPh Badan Tahun 2012/ *Corporate Income Tax Year 2012*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	AS$246.276/ *US$246,276*	Nihil/*Nil*	KEP-02267/KEB/WPJ .07/ 2018 25 Juli 2018/ *July 25, 2018*	Banding/ *Appeal*	Banding/ Appeal
PPh Pasal 23 Mei, Agustus & Oktober 2012/ *WHT Art 23 May, August & October 2012*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp262.817.167	Nihil/Nil	Berbagai nomor/ *Various numbers* Juni 2018/ *June, 2018*	Putusan Pengadilan telah diterbitkan/ *Tax Court Decision issued* (*)	Banding/ *Appeal*
PPN April, Mei, Agustus & Oktober 2012/ *VAT April, May, August & October 2012*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp1.406.124.135	Nihil/Nil	Berbagai nomor/ *Various numbers* Juni 2018/ *June, 2018*	Putusan Pengadilan telah diterbitkan/ *Tax Court Decision issued* (*)	Banding/ *Appeal*
PPN Maret, Juni, Juli dan November 2013/ *VAT March, June, July and November 2013*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp412.173.045	Nihil/*Nil*	Berbagai nomor/ *Various numbers* Agustus 2018/ *August, 2018*	Banding/ *Appeal*	Banding/ *Appeal*

(*) Grup telah memperoleh Putusan Pengadilan Pajak setelah tanggal 31 Desember 2019

(*) The Group obtains Tax Court Decision after December 31, 2019

22. UTANG PAJAK (lanjutan)

Surat Ketetapan Pajak (SKP) (lanjutan)

Klaim pajak Grup yang masih belum terselesaikan akibat terbitnya Surat Ketetapan sampai tanggal 31 Desember 2019 dan 2018 adalah sebagai berikut (lanjutan):

22. TAXES PAYABLE (continued)

Tax Assessment Letters (continued)

The Group's unresolved tax claims due to the issuance of tax assessment letters up to December 31, 2019 and 2018 are as follows (continued):

PT Medco E & P Indonesia (MEPI)

PT Medco E & P Indonesia (MEPI)

Jenis Pajak dan Masa/*Type of Tax and Period*	**Jenis/*Type***	**Jumlah Penilaian Menurut Otoritas Pajak/*Amount Assessed by Tax Authority***	**Jumlah Keberatan/Banding menurut Grup/ *Amount of Objection/Appeal According to the Group***	**Nomor dan Tanggal Surat Pajak Terakhir/ *Number and Date of Latest Tax Letters***	**Status pada tanggal 31 Desember 2019/ *Status as of December 31, 2019***	**Status pada tanggal 31 Desember 2018/ *Status as of December 31, 2018***
PPh Badan Tahun 2011/ *Corporate Income Tax Year 2011*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	AS$441.089/ *US$441,089*	Nihil/*Nil*	KEP-01689/KEB/WPJ.07/ 2017 30 Oktober 2017/ *October 30, 2017*	Banding/ *Appeal*	Banding/ *Appeal*
PPh 23 Tahun 2011/ *WHT Art 23 Year 2011*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp1.116.502.686	Rp2.149.293	KEP-01690/KEB/WPJ.07/ 2017 30 Oktober 2017/ *October 30, 2017*	Banding/ *Appeal*	Banding/ *Appeal*
PPh Badan Tahun 2012/ *Corporate Income Tax Year 2012*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	AS$756.773/ *US$756,773*	Nihil/*Nil*	KEP-02392/KEB/WPJ.07/ 2018 7 Agustus 2018/ *August 7, 2018*	Banding/ *Appeal*	Banding/ *Appeal*
PPh 23 Mei-Desember Tahun 2012/ *WHT Art 23 May-December Year 2012*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp2.076.553.704	Rp9.796.638	KEP-02419/KEB/WPJ.07/ 2018 7 Agustus 2018/ *August 7, 2018*	Banding/ *Appeal*	Banding/ *Appeal*
PPN Desember Tahun 2012/ *VAT December Year 2012*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp183.354.857	Nihil/*Nil*	KEP-02420/KEB/WPJ.07/ 2018 7 Agustus 2018/ *August 7, 2018*	Banding/ *Appeal*	Banding/ *Appeal*
PPh 23 Desember Tahun 2013/ *WHT Art 23 December Year 2013*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp234.873.288	Nihil/*Nil*	KEP-03405/KEB/WPJ.07/ 2018 5 Oktober 2018 *October 5, 2018*	Banding/ *Appeal*	Banding/ *Appeal*
PPN Feb, Apr, Jun, Jul, Sep, Nov, Des Tahun 2013/ *VAT Feb, Apr, Jun, Jul, Sep, Nov, Dec Year 2013*	SKP Kurang Bayar/ *Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp1.725.680.244	Nihil/*Nil*	Berbagai nomor/ *Various numbers* 1 November 2018/ *November 1, 2018*	Banding/ *Appeal*	Banding/ *Appeal*

22. UTANG PAJAK (lanjutan)

Surat Ketetapan Pajak (SKP) (lanjutan)

Klaim pajak Grup yang masih belum terselesaikan akibat terbitnya Surat Ketetapan sampai tanggal 31 Desember 2019 dan 2018 adalah sebagai berikut (lanjutan):

PT Medco E & P Lematang (MEPL)

Jenis Pajak dan Masa/*Type of Tax and Period*	Jenis/*Type*	Jumlah Penilaian Menurut Otoritas Pajak/*Amount Assessed by Tax Authority*	Jumlah Keberatan/Banding menurut Grup/*Amount of Objection/Appeal According to the Group*	Nomor dan Tanggal Surat Pajak Terakhir/*Number and Date of Latest Tax Letters*	Status pada tanggal 31 Desember 2019/*Status as of December 31, 2019*	Status pada tanggal 31 Desember 2018/*Status as of December 31, 2018*
PPN Mei Tahun 2013/*VAT May Year 2013*	SKP Kurang Bayar/*Underpayment of Tax Assessment Letter*	Rp114.362.101	Nihil/*Nil*	KEP-02935/KEB/WPJ.07/2018 7 September 2018/*September 7, 2018*	Banding/*Appeal*	Banding/*Appeal*

PT Medco Sampang Indonesia

Jenis Pajak dan Masa/*Type of Tax and Period*	Jenis/*Type*	Jumlah Penilaian Menurut Otoritas Pajak/*Amount Assessed by Tax Authority*	Jumlah Keberatan/Banding menurut Grup/*Amount of Objection/Appeal According to the Group*	Nomor dan Tanggal Surat Pajak Terakhir/*Number and Date of Latest Tax Letters*	Status pada tanggal 31 Desember 2019/*Status as of December 31, 2019*
PPh Badan Tahun 2014/*Corporate Income Tax Year 2014*	SKP Kurang Bayar Tambahan/*Additional Underpayment of Tax Assessment Letter*	AS$82.858/*US$82,858*	Nihil/*Nil*	00001/206/14/081/19 23 Januari 2019/*January 23, 2019*	Keberatan/*Objection*

Manajemen berkeyakinan Grup telah menaati ketentuan perpajakan yang berlaku di Indonesia dan di yurisdiksi pajak lainnya. Karenanya, manajemen berpendapat tidak diperlukan pencadangan atas ketidakpastian posisi perpajakan dari Surat Ketetapan Pajak yang disebutkan di atas.

22. *TAXES PAYABLE (continued)*

Tax Assessment Letters (continued)

The Group's unresolved tax claims due to the issuance of tax assessment letters up to December 31, 2019 and 2018 are as follows (continued):

PT Medco E & P Lematang (MEPL)

PT Medco Sampang Indonesia

Management believes the Group has fully complied with the tax requirements in Indonesia and in other tax jurisdictions. Therefore, management is of the opinion that no provision is necessary for uncertain tax position from the above mentioned Tax Assessment Letters.

23. BIAYA AKRUAL DAN PROVISI LAIN-LAIN

Akun ini terdiri dari:

23. *ACCRUED EXPENSES AND OTHER PROVISIONS*

This account consists of:

	2019	2018	
Kontrak jasa	65.012.463	93.169.125	*Contract services*
Bunga	45.451.729	41.361.557	*Interest*
Operasi bersama	21.743.360	3.580.131	*Joint operations*
Biaya konstruksi	21.073.519	-	*Construction cost*
Biaya relokasi kantor	15.610.090	-	*Office relocation cost*
Tenaga kerja	5.281.546	1.477.227	*Labor supply*
Jasa profesional	5.087.564	2.269.614	*Professional fees*
Sewa	1.720.093	2.029.769	*Rentals*
Beban operasional lainnya	7.218.101	5.165.710	*Other operating expenses*
Jumlah	**188.198.465**	**149.053.133**	***Total***

23. BIAYA AKRUAL DAN PROVISI LAIN-LAIN (lanjutan)

Biaya konstruksi merupakan biaya pembangunan pembangkit listrik berkapasitas 275 MW dan fasilitas pendukungnya untuk PT Medco Ratch Power Riau ("MRPR") sehubungan dengan Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik (PPTL) dengan PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) (Catatan 45b).

23. ACCRUED EXPENSES AND OTHER PROVISIONS (continued)

Construction cost represents cost to build gas fired power plant 275 MW capacity and its supporting facilities for PT Medco Ratch Power Riau ("MRPR") in accordance with Power Purchase Agreement (PPA) with PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) (Note 45b).

24. DERIVATIF / *24. DERIVATIVES*

Pihak ketiga/ *Third parties*	Jenis/ *Type*	2019 Aset Derivatif/ *Derivative Assets*	2019 Liabilitas Derivatif/ *Derivative Liabilities*	2019 Keuntungan (Kerugian)/ *Gain (Loss)*	2018 Aset Derivatif/ *Derivative Assets*	2018 Liabilitas Derivatif/ *Derivative Liabilities*	2018 Keuntungan (Kerugian)/ *Gain (Loss)*
Perusahaan/*The Company*							
PT Bank DBS Indonesia	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	-	5.640.417	10.428.075	-	16.068.492	6.583.916
Standard Chartered Bank	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	-	-	-	-	-	5.734.875
MUFG Bank Ltd	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	1.657.405	-	1.128.246	529.159	-	6.308.518
PT Bank Permata Tbk	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	280.711	-	240.865	39.846	-	11.568.162
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	3.174.106	1.001.661	10.165.518	996.871	8.989.944	(7.123.681)
PT Bank CIMB Niaga Tbk	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	-	2.897.219	4.673.702	-	7.570.921	(7.234.512)
PT Bank Maybank Tbk	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	2.092.285	621.623	2.174.037	656.310	1.359.685	(504.239)
PT Bank DBS Indonesia	Perjanjian *swap* atas tingkat suku bunga/ *Interest rate swap*	-	308.229	(251.414)	-	56.815	(56.815)
DBS Bank Ltd	Perjanjian *collar* komoditas/ *Commodity collar*	-	-	-	-	-	70.173
Standard Chartered Bank	Perjanjian *collar* komoditas/ *Commodity collar*	141.704	-	(1.129.376)	1.271.080	-	1.606.112
Standard Chartered Bank	Perjanjian opsi komoditas/ *Commodity options*	-	74.855	(74.855)	-	-	-
Morgan Stanley & Co International Plc	Perjanjian opsi komoditas/ *Commodity options*	-	538.299	(1.189.297)	650.998	-	650.998
BNP Paribas	Perjanjian opsi komoditas/ *Commodity options*	54.353	201.846	(147.493)	-	-	-

24. DERIVATIF (lanjutan) / *24. DERIVATIVES (continued)*

Pihak ketiga/ *Third parties*	Jenis/ *Type*	2019			2018		
		Aset Derivatif/ *Derivative Assets*	Liabilitas Derivatif/ *Derivative Liabilities*	Keuntungan (Kerugian)/ *Gain (Loss)*	Aset Derivatif/ *Derivative Assets*	Liabilitas Derivatif/ *Derivative Liabilities*	Keuntungan (Kerugian)/ *Gain (Loss)*
PT Medco E & P Tomori Sulawesi (MEPTS)							
Standard Chartered Bank	Perjanjian *swap* atas tingkat suku bunga/ *Interest rate swap*	-	-	-	-	-	(202.533)
PT Bank ANZ Indonesia	Perjanjian *swap* atas tingkat suku bunga/ *Interest rate swap*	-	-	-	-	-	(202.205)
PT Bank DBS Indonesia	Perjanjian *swap* atas tingkat suku bunga/ *Interest rate swap*	-	-	-	-	-	(201.107)
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	Perjanjian *swap* atas tingkat suku bunga/ *Interest rate swap*	-	-	-	-	-	(280.154)
Sumitomo Mitsui Banking Corporation	Perjanjian *swap* atas tingkat suku bunga/ *Interest rate swap*	-	-	-	-	-	(200.971)
PT Medco E & P Malaka (MEPM)							
Australia and New Zealand Banking Group Limited	Perjanjian *swap* atas tingkat suku bunga/ *Interest rate swap*	-	780.369	(1.572.209)	791.840	-	378.400
ING Bank N.V.	Perjanjian *swap* atas tingkat suku bunga/ *Interest rate swap*	-	757.062	(1.547.690)	790.628	-	410.887
Societe Generale	Perjanjian *swap* atas tingkat suku bunga/ *Interest rate swap*	-	755.162	(1.555.606)	800.444	-	425.698
Grup Kontraktor Sarulla Geothermal (Grup Kontraktor)/ *The Contractor Group of Sarulla Geothermal (Group Contractor)*							
Mizuho Bank.Ltd	Perjanjian *swap* atas tingkat suku bunga/ *Interest rate swap*	-	7.520.656	(3.821.084)	-	3.699.572	2.834.848
Sumitomo Mitsui Banking Corporation	Perjanjian *swap* atas tingkat suku bunga/ *Interest rate swap*	-	6.840.997	(3.844.871)	-	2.996.126	2.197.669
MUFG Bank Ltd	Perjanjian *swap* atas tingkat suku bunga/ *Interest rate swap*	-	5.849.821	(3.123.530)	-	2.726.291	2.045.241
ING Bank N.V.	Perjanjian *swap* atas tingkat suku bunga/ *Interest rate swap*	-	4.313.472	(2.278.157)	-	2.035.315	1.477.522
Societe Generale	Perjanjian *swap* atas tingkat suku bunga/ *Interest rate swap*	-	3.722.616	(1.978.861)	-	1.743.755	1.285.326

24. DERIVATIF (lanjutan) / *24. DERIVATIVES (continued)*

Pihak ketiga/ *Third parties*	Jenis/ *Type*	2019 Aset Derivatif/ *Derivative Assets*	2019 Liabilitas Derivatif/ *Derivative Liabilities*	2019 Keuntungan (Kerugian)/ *Gain (Loss)*	2018 Aset Derivatif/ *Derivative Assets*	2018 Liabilitas Derivatif/ *Derivative Liabilities*	2018 Keuntungan (Kerugian)/ *Gain (Loss)*
PT Medco Ratch Power Riau (MRPR)							
MUFG Bank Ltd	Perjanjian *forward* mata uang asing/ *foreign exchange forward*	394.174	-	394.174	-	-	-
MUFG Bank Ltd	Perjanjian *swap* atas tingkat suku bunga/ *Interest rate swap*	-	165.649	(165.649)	-	-	-
Sumitomo Mitsui Banking Corporation	Perjanjian *swap* atas tingkat suku bunga/ *Interest rate swap*	-	165.649	(165.649)	-	-	-
International Finance Corporation	Perjanjian *swap* atas tingkat suku bunga/ *Interest rate swap*	-	122.144	(122.144)	-	-	-
Jumlah/ *Total*		**7.794.738**	**42.277.746**	**6.236.732**	**6.527.176**	**47.246.916**	**27.572.128**
Dikurangi yang jatuh tempo dalam satu tahun/ *Less current portion*		522.486	6.490.917		1.922.078	11.225.780	
Bagian jangka panjang/ *Long-term portion*		7.272.252	35.786.829		4.605.098	36.021.136	
Keuntungan (kerugian) yang terealisasi atau belum direalisasi yang diakui pada laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian/ *Realized or unrealized gain (loss) on derivatives recognized in consolidated statement of profit or loss and other comprehensive income*				(1.849.992)			406.070
Pendapatan komprehensif lainnya atas penyesuaian nilai wajar atas instrumen lindung nilai arus kas/ *Other comprehensive income of fair value adjustment on cash flow hedging instruments*				8.086.724			27.166.058

Grup melakukan transaksi *forward* atas mata uang asing, *swap* atas mata uang silang dan *swap* atas tingkat suku bunga sebagai instrumen lindung nilai untuk mengelola risiko atas tingkat bunga dan mata uang asing. Grup juga mempunyai kontrak *collar* komoditas dan kontrak opsi komoditas yang digunakan sebagai lindung nilai atas eksposur perubahan harga komoditas. Seluruh kontrak yang dilakukan Grup mempunyai kewajiban yang mendasari.

The Group entered into foreign exchange forward, cross-currency swaps, and interest rate swaps hedging instruments to manage its interest rate and foreign currency risks. The Group also entered into commodity collar and commodity options contract that are used as a hedge for the exposure to changes in commodity price. All contracts entered into by the Group have underlying obligations.

Informasi lebih lanjut mengenai berbagai kontrak derivatif Grup adalah sebagai berikut:

Further information relating to the derivatives undertaken by the Group is as follows:

24. DERIVATIF (lanjutan) / *24. DERIVATIVES (continued)*

Pihak ketiga/ *Third parties*	Jenis/ *Type*	Nilai Notional/*Notional Amount*		Tanggal Efektif/ *Effective Date*	Tanggal Pertukaran Akhir/ *Final Exchange Date*	Syarat dan ketentuan/ *Terms and conditions*
		Dalam AS$/ *In US$*	Dalam mata uang asing/ *In foreign currency*			
MUFG Bank Ltd	Perjanjian *forward* mata uang asing/ *Foreign exchange forward*	43.327.419	Rp619.283.455.947	29 November 2019/ *November 29, 2019*	28 Juli 2021/ *July 28, 2021*	MRPR dapat membeli sejumlah nilai nominal Rupiah pada rate yang telah disepakati dan membayar sejumlah nilai nominal Dolar AS selambat-lambatnya pada tanggal jatuh tempo/ *MRPR shall buy the Rupiah notional amount at the agreed rate and pay the US Dollar notional amount no later than the expiry date.*
PT Bank Maybank Indonesia	Perjanjian *forward* mata uang asing/ *Foreign exchange forward*	4.000.000	Rp57.200.000.000	4 Mei 2019/ *May 4, 2019*	16 Juli 2019/ *July 16, 2019* Telah diselesaikan pada bulan Juli 2019/ *Settled in July 2019*	MPI dapat membeli sejumlah nilai nominal Dolar AS pada rate yang telah disepakati dan membayar sejumlah nilai nominal Rupiah selambat-lambatnya pada tanggal jatuh tempo/ *MPI shall buy the US Dollar notional amount at the agreed rate and pay the Rupiah notional amount no later than the expiry date.*
Standard Chartered Bank Singapore Limited	Perjanjian *forward* mata uang asing/ *Foreign exchange forward*	515.778.560	GBP 389.120.000	24 Januari 2019/ *January 24, 2019*	5 Juli 2019/ *July 5, 2019* Telah diselesaikan pada bulan Mei 2019/ *Settled in May 2019*	MEG dapat membeli sejumlah nilai nominal GBP pada rate yang telah disepakati dan membayar sejumlah nilai nominal Dolar AS selambat-lambatnya pada tanggal jatuh tempo/ *MEG shall buy the GBP notional amount at the agreed rate and pay US Dollar notional amount no later than the expiry date.*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	33.471.683	Rp500.000.000.000	28 September 2018 */ *September 28, 2018 **	28 September 2021/ *September 28, 2021*	Perusahaan menerima tingkat bunga tetap per tahun atas nilai nominal Rupiah dan membayar pada tingkat bunga tetap atas nilai nominal Dolar AS setiap tiga bulan pada tanggal 28 September, 28 Desember, 28 Maret dan 28 Juni. Pertukaran awal terjadi pada tanggal efektif dimana perusahaan membayar nilai nominal Rupiah dan menerima nilai nominal Dolar AS. Pada pertukaran akhir, Perusahaan membayar nilai nominal Dolar AS dan menerima nilai nominal Rupiah/ *The Company shall receive a fixed interest rate on the Rupiah notional amount and pay a fixed interest rate on the US Dollar notional amount every September 28, December 28, March 28 and June 28. Initial exchange occurred on the Effective Date in which the Company paid the Rupiah notional amount and received the US Dollar notional amount. On the final exchange date, the Company pays the US Dollar notional amount and receives the Rupiah notional amount.*
PT Bank Maybank Indonesia	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	24.444.370	Rp365.150.000.000	28 September 2018 */ *September 28, 2018 **	28 September 2021/ *September 28, 2021*	
MUFG Bank Ltd	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	19.413.576	Rp290.000.000.000	28 September 2018 */ *September 28, 2018 **	28 September 2021/ *September 28, 2021*	
PT Bank Permata Tbk	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	3.179.810	Rp47.500.000.000	28 September 2018 */ *September 28, 2018 **	28 September 2023/ *September 28, 2023*	Perusahaan menerima tingkat bunga tetap per tahun atas nilai nominal Rupiah dan membayar pada tingkat bunga tetap atas nilai nominal Dolar AS setiap tiga bulan pada tanggal 28 September, 28 Desember, 28 Maret dan 28 Juni. Pertukaran awal terjadi pada tanggal efektif dimana perusahaan membayar nilai nominal Rupiah dan menerima nilai nominal Dolar AS. Pada pertukaran akhir, Perusahaan membayar nilai nominal Dolar AS dan menerima nilai nominal Rupiah/ *The Company shall receive a fixed interest rate on the Rupiah notional amount and pay a fixed interest rate on the US Dollar notional amount every September 28, December 28, March 28 and June 28. Initial exchange occurred on the Effective Date in which the Company paid the Rupiah notional amount and received the US Dollar notional amount. On the final exchange date, the Company pays the US Dollar notional amount and receives the Rupiah notional amount.*

Catatan:
* tanggal pertukaran awal

Note:
* *initial exchange date*

24. DERIVATIF (lanjutan) / *24. DERIVATIVES (continued)*

Pihak ketiga/ *Third parties*	Jenis/ *Type*	Nilai Notional/*Notional Amount*		Tanggal Efektif/ *Effective Date*	Tanggal Pertukaran Akhir/ *Final Exchange Date*	Syarat dan ketentuan/ *Terms and conditions*
		Dalam AS$/ *In US$*	Dalam mata uang asing/ *In foreign currency*			
PT Bank CIMB Niaga Tbk	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	15.812.432	Rp217.500.000.000	29 Maret 2018 */ *March 29, 2018 **	29 Maret 2023/ *March 29, 2023*	Perusahaan menerima tingkat bunga tetap per tahun atas nilai nominal Rupiah dan membayar pada tingkat bunga tetap atas nilai nominal Dolar AS setiap tiga bulan pada tanggal 29 Maret, 29 Juni, 29 September dan 29 Desember. Pertukaran awal terjadi pada tanggal efektif dimana perusahaan membayar nilai nominal Rupiah dan menerima nilai nominal Dolar AS. Pada pertukaran akhir, Perusahaan membayar nilai nominal Dolar AS dan menerima nilai nominal Rupiah/ *The Company shall receive a fixed interest rate on the Rupiah notional amount and pay a fixed interest rate on the US Dollar notional amount every March 29, June 29, September 29 and December 29. Initial exchange occurred on the Effective Date in which the Company paid the Rupiah notional amount and received the US Dollar notional amount. On the final exchange date, the Company pays the US Dollar notional amount and receives the Rupiah notional amount.*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	20.537.986	Rp282.500.000.000	29 Maret 2018 */ *March 29, 2018 **	29 Maret 2021/ *March 29, 2021*	
PT Bank DBS Indonesia	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	15.554.722	Rp207.500.000.000	28 September 2017 */ *September 28, 2017 **	28 Maret 2021/ *March 28, 2021*	Perusahaan menerima tingkat bunga tetap per tahun atas nilai nominal Rupiah dan membayar pada tingkat bunga tetap atas nilai nominal Dolar AS setiap tiga bulan pada tanggal 28 September, 28 Desember, 28 Maret dan 28 Juni. Pertukaran awal terjadi pada tanggal efektif dimana Perusahaan membayar nilai nominal Rupiah dan menerima nilai nominal Dolar AS. Pada pertukaran akhir, Perusahaan membayar nilai nominal Dolar AS dan menerima nilai nominal Rupiah/ *The Company shall receive a fixed interest rate on the Rupiah notional amount and pay a fixed interest rate on the US Dollar notional amount every September 28, December 28, March 28 and June 28. Initial exchange occurred on the Effective Date in which the Company paid the Rupiah notional amount and received the US Dollar notional amount. On the final exchange date, the Company pays the US Dollar notional amount and receives the Rupiah notional amount.*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	15.554.722	Rp207.500.000.000	28 September 2017 */ *September 28, 2017 **	28 Maret 2021/ *March 28, 2021*	
PT Bank Maybank Indonesia	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	11.356.821	Rp151.500.000.000	28 September 2017 */ *September 28, 2017 **	28 September 2022/ *September 28, 2022*	
PT Bank CIMB Niaga Tbk	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	18.512.944	Rp246.000.000.000	21 Juni 2017 */ *June 21, 2017 **	21 Desember 2019/ *December 21, 2019* Telah diselesaikan pada bulan Desember 2019/ *Settled in December 2019*	Perusahaan menerima tingkat bunga tetap per tahun atas nilai nominal Rupiah dan membayar pada tingkat bunga tetap atas nilai nominal Dolar AS setiap tiga bulan pada tanggal 21 Maret, 21 Juni, 21 September dan 21 Desember. Pertukaran awal terjadi pada tanggal efektif dimana Perusahaan membayar nilai nominal Rupiah dan menerima nilai Dolar AS. Pada pertukaran akhir, Perusahaan membayar nilai nominal Dolar AS dan menerima nilai nominal Rupiah/ *The Company shall receive a fixed interest rate on the Rupiah notional amount and pay a fixed interest rate on the US Dollar notional amount every March 21, June 21, September 21 and December 21. Initial exchange occurred on Effective Date in which the Company paid the Rupiah notional amount and received the US Dollar notional amount. On the final exchange date, the Company pays the US Dollar notional amount and receives the Rupiah notional amount.*

Catatan:
* tanggal pertukaran awal

Note:
* *initial exchange date*

24. DERIVATIF (lanjutan) / *24. DERIVATIVES (continued)*

Pihak ketiga/ *Third parties*	Jenis/ *Type*	Nilai Notional/*Notional Amount*		Tanggal Efektif/ *Effective Date*	Tanggal Pertukaran Akhir/ *Final Exchange Date*	Syarat dan ketentuan/ *Terms and conditions*
		Dalam AS$/ *In US$*	Dalam mata uang asing/ *In foreign currency*			
PT Bank DBS Indonesia	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	56.696.764	Rp753.500.000.000	14 Juni 2017 */ *June 14, 2017 **	14 Juni 2022/ *June 14, 2022*	Perusahaan menerima tingkat bunga tetap per tahun atas nilai nominal Rupiah dan membayar pada tingkat bunga tetap atas nilai nominal Dolar AS setiap tiga bulan pada tanggal 14 Maret, 14 Juni, 14 September dan 14 Desember. Pertukaran awal terjadi pada tanggal efektif dimana Perusahaan membayar nilai nominal Rupiah dan menerima nilai nominal Dolar AS. Pada pertukaran akhir, Perusahaan membayar nilai nominal Dolar AS dan menerima nilai nominal Rupiah/ *The Company shall receive a fixed interest rate on the Rupiah notional amount and pay a fixed interest rate on the US Dollar notional amount every March 14, June 14, September 14 and December 14. Initial exchange occurred on the Effective Date in which the Company paid the Rupiah notional amount and received the US Dollar notional amount. On the final exchange date, the Company pays the US Dollar notional amount and receives the Rupiah notional amount.*
PT Bank CIMB Niaga Tbk	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	20.278.405	Rp269.500.000.000	14 Juni 2017 */ *June 14, 2017 **	14 Juni 2020/ *June 14, 2020*	
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	18.698.269	Rp248.500.000.000	14 Juni 2017 */ *June 14, 2017 **	14 Juni 2018/ *June 14, 2018* Telah diselesaikan pada bulan Juni 2018/ *Settled in June 2018*	
PT Bank DBS Indonesia	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	28.539.241	Rp380.000.000.000	30 Maret 2017 */ *March 30, 2017 **	30 Maret 2020/ *March 30, 2020*	Perusahaan menerima tingkat bunga tetap per tahun atas nilai nominal Rupiah dan membayar pada tingkat bunga tetap atas nilai nominal Dolar AS setiap tiga bulan pada tanggal 30 Maret, 30 Juni, 30 September dan 30 Desember. Pertukaran awal terjadi pada tanggal efektif dimana Perusahaan membayar nilai nominal Rupiah dan menerima nilai nominal Dolar AS. Pada pertukaran akhir, Perusahaan membayar nilai nominal Dolar AS dan menerima nilai nominal Rupiah/ *The Company shall receive a fixed interest rate on the Rupiah notional amount and pay a fixed interest rate on the US Dollar notional amount every March 30, June 30, September 30, and December 30. Initial exchange occurred on the Effective Date in which the Company paid the Rupiah notional amount and received the US Dollar notional amount. On the final exchange date, the Company pays the US Dollar notional amount and receives the Rupiah notional amount.*
PT Bank DBS Indonesia	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	70.190.114	Rp923.000.000.000	15 Juli 2016*/ *July 15, 2016 **	15 Juli 2021/ *July 15, 2021*	Perusahaan menerima tingkat bunga tetap per tahun atas nilai nominal Rupiah dan membayar pada tingkat bunga tetap atas nilai nominal Dolar AS setiap tiga bulan pada tanggal 15 Januari, 15 April, 15 Juli dan 15 Oktober. Pertukaran awal terjadi pada tanggal efektif dimana Perusahaan membayar nilai nominal Rupiah dan menerima nilai nominal Dolar AS. Pada pertukaran akhir, Perusahaan membayar nilai nominal Dolar AS dan menerima nilai nominal Rupiah/ *The Company shall receive a fixed interest rate on the Rupiah notional amount and pay a fixed interest rate on the US Dollar notional amount every January 15, April 15, July 15 and October 15. Initial exchange occurred on the Effective Date in which the Company paid the Rupiah notional amount and received the US Dollar notional amount. On the final exchange date, the Company pays the US Dollar notional amount and receives the Rupiah notional amount.*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	24.866.920	Rp327.000.000.000	15 Juli 2016*/ *July 15, 2016 **	15 Juli 2019/ *July 15, 2019* Telah diselesaikan pada bulan Juli 2019 / *Settled in July 2019*	

Catatan:
* tanggal pertukaran awal

Note:
* *initial exchange date*

24. DERIVATIF (lanjutan) / *24. DERIVATIVES (continued)*

Pihak ketiga/ *Third parties*	Jenis/ *Type*	Nilai Notional/*Notional Amount*		Tanggal Efektif/ *Effective Date*	Tanggal Pertukaran Akhir/ *Final Exchange Date*	Syarat dan ketentuan/ *Terms and conditions*
		Dalam AS$/ *In US$*	Dalam mata uang asing/ *In foreign currency*			
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	3.945.841	Rp51.000.000.000	30 September 2016 */ *September 30, 2016 **	30 September 2021/ *September 30, 2021*	Perusahaan menerima tingkat bunga tetap per tahun atas nilai nominal Rupiah dan membayar pada tingkat bunga tetap atas nilai nominal Dolar AS setiap tiga bulan pada tanggal 30 Maret, 30 Juni, 30 September dan 30 Desember. Pertukaran awal terjadi pada tanggal efektif dimana Perusahaan membayar nilai nominal Rupiah dan menerima nilai nominal Dolar AS. Pada pertukaran akhir, Perusahaan membayar nilai nominal Dolar AS dan menerima nilai nominal Rupiah/ *The Company shall receive a fixed interest rate on the Rupiah notional amount and pay a fixed interest rate on the US Dollar notional amount every March 30, June 30, September 30, and December 30. Initial exchange occurred on the Effective Date in which the Company paid the Rupiah notional amount and received the US Dollar notional amount. On the final exchange date, the Company pays the US Dollar notional amount and receives the Rupiah notional amount.*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	42.475.822	Rp549.000.000.000	30 September 2016 */ *September 30, 2016 **	30 September 2019/ *September 30, 2019* Telah diselesaikan pada bulan September 2019 / *Settled in September 2019*	
PT Bank DBS Indonesia	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	25.145.068	Rp325.000.000.000	30 September 2016 */ *September 30, 2016 **	30 September 2021/ *September 30, 2021*	
PT Bank CIMB Niaga Tbk	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	25.145.068	Rp325.000.000.000	30 September 2016 */ *September 30, 2016 **	30 September 2021/ *September 30, 2021*	
PT Bank DBS Indonesia	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	81.833.061	Rp1.000.000.000.000	8 Oktober 2014 */ *October 8, 2014 **	8 Oktober 2018/ *October 8, 2018* Telah diselesaikan pada bulan Oktober 2018 / *Settled in October 2018*	Perusahaan menerima tingkat bunga tetap per tahun atas nilai nominal Rupiah dan membayar pada tingkat bunga tetap atas nilai nominal Dolar AS setiap tiga bulan pada tanggal 8 Januari, 8 April, 8 Juli dan 8 Oktober. Pertukaran awal terjadi pada tanggal efektif dimana Perusahaan membayar nilai nominal Rupiah dan menerima nilai nominal Dolar AS. Pada pertukaran akhir, Perusahaan membayar nilai nominal Dolar AS dan menerima nilai nominal Rupiah/ *The Company shall receive a fixed interest rate on the Rupiah notional amount and pay a fixed interest rate on the US Dollar notional amount every January 8, April 8, July 8 and October 8. Initial exchange occurred on the Effective Date in which the Company paid the Rupiah notional amount and received the US Dollar notional amount. On the final exchange date, the Company pays the US Dollar notional amount and receives the Rupiah notional amount.*

Catatan:
* tanggal pertukaran awal

Note:
* *initial exchange date*

24. DERIVATIF (lanjutan) / *24. DERIVATIVES (continued)*

Pihak ketiga/ *Third parties*	Jenis/ *Type*	Nilai Notional/*Notional Amount*		Tanggal Efektif/ *Effective Date*	Tanggal Pertukaran Akhir/ *Final Exchange Date*	Syarat dan ketentuan/ *Terms and conditions*
		Dalam AS$/ *In US$*	Dalam mata uang asing/ *In foreign currency*			
PT Bank DBS Indonesia	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	71.794.872	Rp700.000.000.000	15 Maret 2013*/ *March 15, 2013**	15 Maret 2018/ *March 15, 2018* Telah diselesaikan pada bulan Maret 2018/ *Settled in March 2018*	Perusahaan menerima tingkat bunga tetap per tahun atas nilai nominal Rupiah dan membayar pada tingkat bunga tetap per tahun atas nilai nominal Dolar AS setiap tiga bulan pada tanggal 15 Maret, 15 Juni, 15 September dan 15 Desember. Pertukaran awal terjadi pada tanggal efektif dimana Perusahaan membayar nilai nominal Rupiah dan menerima nilai nominal Dolar AS. Pada pertukaran akhir, Perusahaan membayar nilai nominal Dolar AS dan menerima nilai nominal Rupiah/ *The Company shall receive a fixed interest rate per annum on the Rupiah notional amount and pay a fixed interest rate per annum on the US Dollar notional amount every March 15, June 15, September 15 and December 15. Initial exchange occurred on the Effective Date in which the Company paid the Rupiah notional amount and received the US Dollar notional amount. On the final exchange date, the Company pays the US Dollar notional amount and receives the Rupiah notional amount.*
PT Bank Permata Tbk	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	41.025.641	Rp400.000.000.000	15 Maret 2013*/ *March 15, 2013**	15 Maret 2018/ *March 15, 2018* Telah diselesaikan pada bulan Maret 2018/ *Settled in March 2018*	
Standard Chartered Bank	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	20.512.820	Rp200.000.000.000	15 Maret 2013*/ *March 15, 2013**	15 Maret 2018/ *March 15, 2018* Telah diselesaikan pada bulan Maret 2018/ *Settled in March 2018*	
MUFG Bank Ltd	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	20.512.820	Rp200.000.000.000	15 Maret 2013*/ *March 15, 2013**	15 Maret 2018/ *March 15, 2018* Telah diselesaikan pada bulan Maret 2018/ *Settled in March 2018*	
PT Bank DBS Indonesia	Perjanjian *swap* atas suku bunga/ *Interest rate swap*	56.000.000	N/A	22 Juni 2018/ *June 22, 2018*	23 Desember 2020/ *December 23, 2020* Telah dibatalkan pada April 2019/ *Has been terminated in April 2019*	Perusahaan menerima tingkat suku bunga mengambang dengan basis LIBOR per tahun dan membayar pada tingkat suku bunga tetap per tahun setiap tiga bulan pada tanggal 23 Maret, 23 Juni, 23 September dan 23 Desember/ *The Company shall receive a floating LIBOR-based interest rate per annum and pay a fixed interest rate per annum every March 23, June 23, September 23 and December 23.*
PT Bank DBS Indonesia	Perjanjian *swap* atas suku bunga/ *Interest rate swap*	28.571.429	N/A	28 Maret 2018/ *March 28, 2018*	28 Desember 2021/ *December 28, 2021*	Perusahaan menerima tingkat suku bunga mengambang dengan basis LIBOR per tahun dan membayar pada tingkat suku bunga tetap per tahun setiap tiga bulan pada tanggal 28 Maret, 28 Juni, 28 September dan 28 Desember/ *The Company shall receive a floating LIBOR-based interest rate per annum and pay a fixed interest rate per annum every March 28, June 28, September 28 and December 28.*

Catatan:
* tanggal pertukaran awal

Note:
* *initial exchange date*

24. DERIVATIF (lanjutan) / *24. DERIVATIVES (continued)*

Pihak ketiga/ *Third parties*	Jenis/ *Type*	Nilai Notional/*Notional Amount*		Tanggal Efektif/ *Effective Date*	Tanggal Pertukaran Akhir/ *Final Exchange Date*	Syarat dan ketentuan/ *Terms and conditions*
		DalamAS$/ *In US$*	Dalam mata uang asing/ *In foreign currency*			
Australia and New Zealand Banking Group Limited	Perjanjian *swap* atas suku bunga/ *Interest rate swap*	61.200.000	N/A	31 Juli 2017/ *July 31, 2017* (Telah diamandemen menjadi 25 Oktober 2018/ *Amended to October 25, 2018*)	31 Desember 2023/ *December 31, 2023* (Telah diamandemen menjadi 30 September 2024/ *Amended to September 30, 2024*)	MEPM menerima tingkat suku bunga mengambang dengan basis LIBOR per tahun dan membayar pada tingkat suku bunga tetap per tahun setiap tiga bulan pada tanggal 31 Maret, 30 Juni, 30 September dan 31 Desember/ *MEPM shall receive a floating LIBOR-based interest rate per annum and pay a fixed interest rate per annum every March 31, June 30, September 30 and December 31.*
Societe Generale	Perjanjian *swap* atas suku bunga/ *Interest rate swap*	61.200.000	N/A	31 Juli 2017/ *July 31, 2017* (Telah diamandemen menjadi 25 Oktober 2018/ *Amended to October 25, 2018*)	31 Desember 2023/ *December 31, 2023* (Telah diamandemen menjadi 30 September 2024/ *Amended to September 30, 2024*)	
ING Bank N.V.	Perjanjian *swap* atas suku bunga/ *Interest rate swap*	61.200.000	N/A	31 Juli 2017/ *July 31, 2017* (Telah diamandemen menjadi 25 Oktober 2018/ *Amended to October 25, 2018*)	31 Desember 2023/ *December 31, 2023* (Telah diamandemen menjadi 30 September 2024/ *Amended to September 30, 2024*)	
MUFG Bank Ltd	Perjanjian *swap* atas suku bunga/ *Interest rate swap*	64.500.000	N/A	27 November 2019/ *November 27, 2019*	18 Maret 2039/ *March 18, 2039*	MRPR menerima suku bunga mengambang LIBOR 6 bulan ditambah spread per tahun dan membayar suku bunga tetap per tahun setiap tanggal 23 Februari dan 23 Agustus/ *MRPR shall receive a floating 6 months LIBOR based interest rate plus spread per annum and pay a fixed interest rate per annum on every February 23 and August 23.*
Sumitomo Mitsui Banking Corporation	Perjanjian *swap* atas suku bunga/ *Interest rate swap*	64.500.000	N/A	27 November 2019/ *November 27, 2019*	18 Maret 2039/ *March 18, 2039*	
International Finance Corporation	Perjanjian *swap* atas suku bunga/ *Interest rate swap*	64.500.000	N/A	27 November 2019/ *November 27, 2019*	18 Maret 2039/ *March 18, 2039*	

24. DERIVATIF (lanjutan) / *24. DERIVATIVES (continued)*

Pihak ketiga/ *Third parties*	Jenis/ *Type*	Nilai Notional/*Notional Amount*		Tanggal Efektif/ *Effective Date*	Tanggal Pertukaran Akhir/ *Final Exchange Date*	Syarat dan ketentuan/ *Terms and conditions*
		Dalam AS$/ *In US$*	Dalam mata uang asing/ *In foreign currency*			
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	Perjanjian *swap* atas suku bunga/ *Interest rate swap*	15.537.500	N/A	4 November 2016/ *November 4, 2016*	30 Juni 2021/ *June 30, 2021* Telah dibatalkan pada Oktober 2018/ *Has been terminated in October 2018*	MEPTS menerima tingkat suku bunga mengambang dengan basis LIBOR per tahun dan membayar pada tingkat suku bunga tetap per tahun setiap tiga bulan pada tanggal 30 Maret, 30 Juni, 30 September dan 30 Desember/ *MEPTS shall receive a floating LIBOR-based interest rate per annum and pay a fixed interest rate per annum every March 30, June 30, September 30, and December 30.*
Standard Chartered Bank	Perjanjian *swap* atas suku bunga/ *Interest rate swap*	11.653.125	N/A	4 November 2016/ *November 4, 2016*	30 Juni 2021/ *June 30, 2021* Telah dibatalkan pada Oktober 2018/ *Has been terminated in October 2018*	
PT Bank ANZ Indonesia	Perjanjian *swap* atas suku bunga/ *Interest rate swap*	11.653.125	N/A	4 November 2016/ *November 4, 2016*	30 Juni 2021/ *June 30, 2021* Telah dibatalkan pada Oktober 2018/ *Has been terminated in October 2018*	
PT Bank DBS Indonesia	Perjanjian *swap* atas suku bunga/ *Interest rate swap*	11.653.125	N/A	4 November 2016/ *November 4, 2016*	30 Juni 2021/ *June 30, 2021* Telah dibatalkan pada Oktober 2018/ *Has been terminated in October 2018*	
Sumitomo Mitsui Banking Corporation	Perjanjian *swap* atas suku bunga/ *Interest rate swap*	11.653.125	N/A	4 November 2016/ *November 4, 2016*	30 Juni 2021/ *June 30, 2021* Telah dibatalkan pada Oktober 2018/ *Has been terminated in October 2018*	
Mizuho Bank, Ltd.	Perjanjian *swap* atas suku bunga/ *Interest rate swap*	87.783.158	N/A	4 Juni 2014/ *June 4, 2014*	28 Maret 2034/ *March 28, 2034*	Grup Kontraktor menerima suku bunga mengambang LIBOR 6 bulan ditambah spread per tahun dan membayar suku bunga tetap per tahun setiap tanggal 24 Maret dan 24 September/ *The Group Contractor shall receive a floating 6 months LIBOR based interest rate plus spread per annum and pay a fixed interest rate per annum on every March 24 and September 24.*
Sumitomo Mitsui Banking Corporation	Perjanjian *swap* atas suku bunga/ *Interest rate swap*	60.350.921	N/A	4 Juni 2014/ *June 4, 2014*	28 Maret 2034/ *March 28, 2034*	
MUFG Bank Ltd	Perjanjian *swap* atas suku bunga/ *Interest rate swap*	60.350.921	N/A	4 Juni 2014/ *June 4, 2014*	28 Maret 2034/ *March 28, 2034*	
ING Bank N.V.	Perjanjian *swap* atas suku bunga/ *Interest rate swap*	44.440.224	N/A	4 Juni 2014/ *June 4, 2014*	28 Maret 2034/ *March 28, 2034*	
Société Générale	Perjanjian *swap* atas suku bunga/ *Interest rate swap*	38.405.132	N/A	4 Juni 2014/ *June 4, 2014*	28 Maret 2034/ *March 28, 2034*	

24. DERIVATIF (lanjutan) / *24. DERIVATIVES (continued)*

Pihak ketiga/ ***Third parties***	**Jenis/** ***Type***	**Nilai Notional/*Notional Amount***	**Tanggal Efektif/** ***Effective Date***	**Tanggal Pertukaran Akhir/** ***Final Exchange Date***	**Syarat dan ketentuan/** ***Terms and conditions***
Morgan Stanley & Co. International plc	Perjanjian Opsi komoditas pada Brent/ *Commodity Options agreement on Brent*	645.000 barel/ *645,000 barrels*	1 Januari 2019/ *January 1, 2019*	30 June 2019/ *June 30, 2019* Telah diselesaikan pada bulan Juni 2019/ *Settled in June 2019*	Jika harga mengambang pada saat tanggal pembayaran lebih besar dari harga kesepakatan, maka pada tanggal pembayaran, pihak ketiga akan membayar selisihnya setelah dipotong dengan biaya premi/ *If the floating price in respect of a payment date is greater than the strike price, then on the relevant payment date, the counterparty will pay the difference, offset by the premium cost.* Jika harga mengambang pada saat tanggal pembayaran sama atau lebih rendah dari harga kesepakatan, maka pada tanggal pembayaran, Perusahaan hanya membayar biaya premi/ *If the floating price in respect of a payment date is equal to or lower than the strike price, then on the relevant payment date, the Company will only pay the premium cost.*
Morgan Stanley & Co. International plc	Perjanjian Opsi komoditas pada Brent/ *Commodity Options agreement on Brent*	40.000 barel/ *40,000 barrels*	1 Januari 2019/ *January 1, 2019*	30 April 2019/ *April 30, 2019* Telah diselesaikan pada bulan April 2019/ *Settled in April 2019*	
Morgan Stanley & Co. International plc	Perjanjian Opsi komoditas pada Brent/ *Commodity Options agreement on Brent*	40.000 barel/ *40,000 barrels*	1 Januari 2019/ *January 1, 2019*	30 April 2019/ *April 30, 2019* Telah diselesaikan pada bulan April 2019/ *Settled in April 2019*	
Morgan Stanley & Co. International plc	Perjanjian Opsi komoditas pada Brent/ *Commodity Options agreement on Brent*	240.000 barel/ *240,000 barrels*	1 Januari 2020/ *January 1, 2020* Tanggal transaksi pada 26 November 2019/ *Transaction date is on November 26, 2019*	31 Desember 2020/ *December 31, 2020*	Jika harga mengambang pada saat tanggal pembayaran lebih rendah dari harga kesepakatan, maka pada tanggal pembayaran, pihak ketiga akan membayar selisihnya setelah dipotong dengan biaya premi/ *If the floating price in respect of a payment date is lower than the strike price, then on the relevant payment date, the counterparty will pay the difference, offset by the premium cost.* Jika harga mengambang pada saat tanggal pembayaran sama atau lebih besar dari harga kesepakatan, maka pada tanggal pembayaran, Perusahaan hanya membayar biaya premi/ *If the floating price in respect of a payment date is equal to or greater than the strike price, then on the relevant payment date, the Company will only pay the premium cost.*
Morgan Stanley & Co. International plc	Perjanjian Opsi komoditas pada Brent/ *Commodity Options agreement on Brent*	240.000 barel/ *240,000 barrels*	1 Januari 2020/ *January 1, 2020* Tanggal transaksi pada 9 Desember 2019/ *Transaction date is on December 9, 2019*	31 Desember 2020/ *December 31, 2020*	
BNP Paribas	Perjanjian Opsi komoditas pada Brent/ *Commodity Options agreement on Brent*	240.000 barel/ *240,000 barrels*	1 Januari 2020/ *January 1, 2020* Tanggal transaksi pada 9 Desember 2019/ *Transaction date is on December 9, 2019*	31 Desember 2020/ *December 31, 2020*	
BNP Paribas	Perjanjian Opsi komoditas pada Brent/ *Commodity Options agreement on Brent*	240.000 barel/ *240,000 barrels*	1 Januari 2020/ *January 1, 2020* Tanggal transaksi pada 27 Desember 2019/ *Transaction date is on December 27, 2019*	31 Desember 2020/ *December 31, 2020*	
Standard Chartered Bank	Perjanjian Opsi komoditas pada Brent/ *Commodity Options agreement on Brent*	240.000 barel/ *240,000 barrels*	1 Januari 2020/ *January 1, 2020* Tanggal transaksi pada 17 Desember 2019/ *Transaction date is on December 17, 2019*	31 Desember 2020/ *December 31, 2020*	

24. DERIVATIF (lanjutan) / *24. DERIVATIVES (continued)*

Pihak ketiga/ ***Third parties***	**Jenis/** ***Type***	**Nilai Notional/*Notional Amount***	**Tanggal Efektif/** ***Effective Date***	**Tanggal Pertukaran Akhir/** ***Final Exchange Date***	**Syarat dan ketentuan/** ***Terms and conditions***
Standard Chartered Bank	Perjanjian *Collar* komoditas pada HSFO/ *Commodity Collar agreement on HSFO*	12.000 metrik ton/ *12,000 metric tons*	1 May 2019/ *May 1, 2019*	30 April 2020/ *April 30, 2020*	Jika harga mengambang pada saat tanggal pembayaran lebih besar dari harga kesepakatan tertinggi, maka pada tanggal pembayaran, Perusahaan akan membayar selisihnya/ *If the floating price in respect of a payment date greater than the upper strike price, then on the relevant payment date, the Company will pay the difference.* Jika harga mengambang pada saat tanggal pembayaran lebih rendah dari harga kesepakatan tertinggi dan sama atau lebih tinggi dari harga kesepakatan terendah, maka tidak ada *settlement*/ *If the floating price in respect of a payment date is lower than the upper strike price and equal to or greater than the lower strike price, then no settlement.* Jika harga mengambang pada saat tanggal pembayaran lebih rendah dari harga kesepakatan terendah, maka pada tanggal pembayaran, pihak ketiga akan membayar selisihnya/ *If the floating price in respect of a payment date is lower than the lower strike price, then on the relevant payment date, the counterparty will pay the difference.*
Morgan Stanley & Co. International plc	Perjanjian *Collar* komoditas pada HSFO/ *Commodity Collar agreement on HSFO*	12.000 metrik ton/ *12,000 metric tons*	1 Oktober 2018/ *October 1, 2018*	30 September 2019/ *September 30, 2019* Telah diselesaikan pada bulan September 2019/ *Settled in September 2019*	
Morgan Stanley & Co. International plc	Perjanjian *Collar* komoditas pada HSFO/ *Commodity Collar agreement on HSFO*	12.000 metrik ton/ *12,000 metric tons*	1 November 2018/ *November 1, 2018*	31 Oktober 2019/ *October 31, 2019* Telah diselesaikan pada bulan Oktober 2019/ *Settled in October 2019*	
Standard Chartered Bank	Perjanjian *Collar* komoditas pada Brent/ *Commodity Collar agreement on Brent*	120.000 barel/ *120,000 barrels*	1 May 2019/ *May 1, 2019*	30 April 2020/ *April 30, 2020*	
Standard Chartered Bank	Perjanjian *Collar* komoditas pada Brent/ *Commodity Collar agreement on Brent*	560.000 barel/ *560,000 barrels*	1 Juni 2018/ *June 1, 2018*	31 Desember 2018/ *December 31, 2018* Telah diselesaikan pada bulan Desember 2018/ *Settled in December 2018*	
Standard Chartered Bank	Perjanjian *Collar* komoditas pada Brent/ *Commodity Collar agreement on Brent*	977.500 barel/ *977,500 barrels*	1 Juni 2018/ *June 1, 2018*	30 Juni 2019/ *June 30, 2019* Telah diselesaikan pada bulan Juni 2019/ *Settled in June 2019*	
Standard Chartered Bank	Perjanjian *Collar* komoditas pada Brent/ *Commodity Collar agreement on Brent*	120.000 barel/ *120,000 barrels*	1 Mei 2018/ *May 1, 2018*	30 April 2019/ *April 30, 2019* Telah diselesaikan pada bulan April 2019/ *Settled in April 2019*	
Standard Chartered Bank	Perjanjian *Collar* komoditas pada Brent/ *Commodity Collar agreement on Brent*	120.000 barel/ *120,000 barrels*	1 Mei 2018/ *May 1, 2018*	30 April 2019/ *April 30, 2019* Telah diselesaikan pada bulan April 2019/ *Settled in April 2019*	
Standard Chartered Bank	Perjanjian *Collar* komoditas pada Brent/ *Commodity Collar agreement on Brent*	360.000 barel/ *360,000 barrels*	1 Januari 2018/ *January 1, 2018*	Di-*restrike* pada Mei 2018 / *Restriked in May 2018*	

24. DERIVATIF (lanjutan) / *24. DERIVATIVES (continued)*

Pihak ketiga/ ***Third parties***	**Jenis/** ***Type***	**Nilai Notional/*Notional Amount***	**Tanggal Efektif/** ***Effective Date***	**Tanggal Pertukaran Akhir/** ***Final Exchange Date***	**Syarat dan ketentuan/** ***Terms and conditions***
Standard Chartered Bank	Perjanjian *Collar* komoditas pada Brent/ *Commodity Collar agreement on Brent*	540.000 barel/ *540,000 barrels*	1 Januari 2018/ *January 1, 2018*	Di-*restrike* pada Mei 2018/ *Restriked in May 2018*	Jika harga mengambang pada saat tanggal pembayaran lebih besar dari harga kesepakatan tertinggi, maka pada tanggal pembayaran, Perusahaan akan membayar selisihnya/ *If the floating price in respect of a payment date greater than the upper strike price, then on the relevant payment date, the Company will pay the difference.* Jika harga mengambang pada saat tanggal pembayaran lebih rendah dari harga kesepakatan tertinggi dan sama atau lebih tinggi dari harga kesepakatan terendah, maka tidak ada *settlement*/ *If the floating price in respect of a payment date is lower than the upper strike price and equal to or greater than the lower strike price, then no settlement.* Jika harga mengambang pada saat tanggal pembayaran lebih rendah dari harga kesepakatan terendah, maka pada tanggal pembayaran, pihak ketiga akan membayar selisihnya/ *If the floating price in respect of a payment date is lower than the lower strike price, then on the relevant payment date, the counterparty will pay the difference.*
Standard Chartered Bank	Perjanjian *Collar* komoditas pada Brent/ *Commodity Collar agreement on Brent*	522.500 barel/ *522,500 barrels*	1 Desember 2017/ *December 1, 2017*	Di-*restrike* pada Mei 2018/ *Restriked in May 2018*	
DBS Bank Ltd	Perjanjian *Collar* komoditas pada Brent/ *Commodity Collar agreement on Brent*	140.000 barel/ *140,000 barrels*	1 November 2017/ *November 1, 2017*	31 Desember 2018/ *December 31, 2018* Telah diselesaikan pada bulan Desember 2018/ *Settled in December 2018*	
Standard Chartered Bank	Perjanjian *Collar* komoditas pada Brent/ *Commodity Collar agreement on Brent*	150.000 barel/ *150,000 barrels*	1 Oktober 2017/ *October 1, 2017*	31 Desember 2018/ *December 31, 2018* Di-*restrike* pada Mei 2018/ *Restriked on May 2018*	

25. PINJAMAN BANK / *25. BANK LOANS*

a. Pinjaman Bank / *a. Bank Loans*

Kreditur / *Lenders*	2019 Jumlah/ *Total*	Jangka Pendek/ *Short-term*	Jatuh Tempo Dalam Satu Tahun/ *Maturing Within One Year*	Jangka Panjang/ *Non-current*	Pembayaran Selama Tahun Berjalan/ *Payments During the Year*
Pihak berelasi / ***Related party***					
Dolar AS / ***US Dollar***					
PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk / *PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk*	14.000.000	-	2.000.000	12.000.000	6.000.000
Pihak ketiga / ***Third parties***					
Dolar AS / ***US Dollar***					
Konsorsium Pemberi Pinjaman Sarulla[1] / *Sarulla Lenders Consortium[1]*	398.193.339	-	23.846.619	374.346.720	25.242.209
Pinjaman sindikasi[2] / *Syndicated loan[2]*					
- PT Medco E & P Malaka / *PT Medco E & P Malaka*	207.239.900	-	25.390.543	181.849.357	82.441.100
- PT Medco E & P Tomori Sulawesi / *PT Medco E & P Tomori Sulawesi*	131.756.686	-	16.142.518	115.614.168	52.413.488
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk / *PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*	165.000.000	-	10.000.000	155.000.000	236.350.000
Konsorsium Pemberi Pinjaman Riau[3] / *Riau Lenders Consortium[3]*	125.787.000	-	-	125.787.000	-
PT Bank Syariah Mandiri / *PT Bank Syariah Mandiri*	39.754.425	-	5.445.040	34.309.385	5.268.588
PT Bank DBS Indonesia / *PT DBS Bank Indonesia*	28.571.435	-	14.285.721	14.285.714	49.285.714
ING Bank N.V., Cabang Singapura / *ING Bank N.V., Singapore Branch*	24.816.357	-	-	24.816.357	23.288.350
Fasilitas RBL[4] / *RBL Facility[4]*	-	-	-	-	250.353.486
ANZ Banking Group Limited / *ANZ Banking Group Limited*	-	-	-	-	105.000.000
The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Ltd / *The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Ltd*	-	-	-	-	60.000.000
MUFG Bank Ltd / *MUFG Bank Ltd*	-	-	-	-	20.000.000
Sub-jumlah / *Sub-total*	1.121.119.142	-	95.110.441	1.026.008.701	909.642.935
Rupiah / ***Rupiah***					
PT Maybank Indonesia Finance (dalam mata uang asli: Rp1,465 miliar) / *PT Maybank Indonesia Finance (in original currency: Rp1.465 billion)*	105.367	-	34.477	70.890	42.344
Jumlah / ***Total***	**1.135.224.509**	**-**	**97.144.918**	**1.038.079.591**	**915.685.279**
Dikurangi diskonto yang belum diamortisasi / *Less unamortized discount*	40.702.993	-	6.780.490	33.922.503	
Neto / ***Net***	**1.094.521.516**	**-**	**90.364.428**	**1.004.157.088**	

25. PINJAMAN BANK (lanjutan) / 25. BANK LOANS (continued)

a. Pinjaman Bank (lanjutan) / *a. Bank Loans (continued)*

	2018					
Kreditur	**Jumlah/ *Total***	**Jangka Pendek/ *Short-term***	**Jatuh Tempo Dalam Satu Tahun/ *Maturing Within One Year***	**Jangka Panjang/ *Non-current***	**Pembayaran Selama Tahun Berjalan/ *Payments During the Year***	***Lenders***
Pihak berelasi						***Related party***
Dolar AS						***US Dollar***
PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk	-	-	-	-	8.569	*PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk*
Pihak ketiga						***Third parties***
Dolar AS						***US Dollar***
Konsorsium Pemberi Pinjaman Sarulla[1)]	423.435.548	-	25.242.209	398.193.339	10.288.662	*Sarulla Lenders Consortium[1)]*
Pinjaman sindikasi[2)]						*Syndicated loan[2)]*
- PT Medco E & P Malaka	289.681.000	-	76.570.091	213.110.909	5.223.000	*PT Medco E & P Malaka -*
- PT Medco E & P Tomori Sulawesi	184.170.174	-	48.680.883	135.489.291	40.395.620	*PT Medco E & P Tomori Sulawesi -*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	263.350.000	-	28.000.000	235.350.000	547.650.000	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
PT Bank Syariah Mandiri	44.522.926	-	5.168.588	39.354.338	4.038.371	*PT Bank Syariah Mandiri*
PT Bank DBS Indonesia	42.857.143	-	14.285.714	28.571.429	11.142.858	*PT DBS Bank Indonesia*
ING Bank N.V., Cabang Singapura	41.245.817	-	41.245.817	-	5.000.000	*ING Bank N.V., Singapore Branch*
The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Ltd	20.000.000	20.000.000	-	-	40.000.000	*The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Ltd*
MUFG Bank Ltd	20.000.000	20.000.000	-	-	-	*MUFG Bank Ltd*
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	-	-	-	-	137.500.000	*PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk*
Sub-jumlah	1.329.262.608	40.000.000	239.193.302	1.050.069.306	801.238.511	*Sub-total*
Rupiah						***Rupiah***
PT Maybank Indonesia Finance (dalam mata uang asli: Rp2,053 miliar)	141.794	-	40.648	101.146	23.077	*PT Maybank Indonesia Finance (in original currency: Rp2.053 billion)*
Lembaga Pembiayaan Ekspor Indonesia	-	-	-	-	14.231.689	*Lembaga Pembiyaan Ekspor Indonesia*
Pinjaman Sindikasi dari PT Bank Syariah Mandiri dan PT Bank Muamalat Tbk	-	-	-	-	11.369.739	*Syndicated loan from PT Bank Syariah Mandiri and PT Bank Muamalat Tbk*
PT Bank Muamalat Tbk	-	-	-	-	10.662.605	*PT Bank Muamalat Tbk*
PT Bank Syariah Mandiri	-	-	-	-	1.729.172	*PT Bank Syariah Mandiri*
Sub-jumlah	141.794	-	40.648	101.146	38.016.282	*Sub-total*
Jumlah	**1.329.404.402**	**40.000.000**	**239.233.950**	**1.050.170.452**	**839.263.362**	***Total***
Dikurangi diskonto yang belum diamortisasi	46.599.698	-	8.704.484	37.895.214		*Less unamortized discount*
Neto	**1.282.804.704**	**40.000.000**	**230.529.466**	**1.012.275.238**		***Net***

25. PINJAMAN BANK (lanjutan)

a. Pinjaman Bank (lanjutan)

Catatan :

1) Konsorsium pemberi pinjaman untuk PT Medco Geopower Sarulla terdiri dari Japan Bank for International Cooperation (JBIC), Asian Development Bank (ADB) dalam kapasitasnya sendiri dan juga kapasitasnya sebagai entitas pelaksana dari Clean Technology Fund dan Canadian Climate Fund, dan sebuah kelompok dari lembaga keuangan swasta yang awalnya terdiri dari: MUFG Bank Ltd (MUFG), ING Bank N.V., Cabang Tokyo (ING), Mizuho Bank, Ltd. (MIZUHO), National Australia Bank Limited (NAB), Societe Generale, Cabang Tokyo (SOCGEN), Sumitomo Mitsui Banking Corporation (SMBC) dan Sumitomo Mitsui Trust Bank (SMTB). MUFG, ING, MIZUHO, NAB, SOCGEN, SMBC dan SMTB secara bersama-sama disebut sebagai "*Covered Lenders*". Selanjutnya, JBIC, ADB dan *Covered Lenders* secara bersama-sama disebut sebagai "Konsorsium Pemberi Pinjaman".

2) Pinjaman sindikasi PT Medco E & P Malaka dan PT Medco E & P Tomori Sulawesi terdiri dari Australia and New Zealand Banking Group Limited, ING Bank N.V., Cabang Singapura, PT Bank ANZ Indonesia, Societe Generale, Cabang Singapura, PT Bank DBS Indonesia, PT Bank Mandiri, Cabang Singapura, BNP Paribas, Credit Agricole Corporate and Investment Bank, Credit Suisse AG, Cabang Singapura, Natixis, Cabang Singapura, Standard Chartered Bank, Cabang Singapura, Sumitomo Mitsui Banking Corporation, Cabang Singapura, PT Bank BTPN Tbk, The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Limited, Cabang Singapura, Mizuho Bank Ltd, MUFG Bank Ltd dan PT Bank UOB Indonesia. Pada tanggal 31 Desember 2019, porsi pinjaman dari Credit Suisse AG, Cabang Singapura telah dialihkan kepada Intesa Sanpaolo S.p.A, Cabang Hong Kong.

3) Konsorsium pemberi pinjaman untuk PT Medco Ratch Power Riau terdiri dari Asian Development Bank (ADB), International Finance Corporation (IFC), serta lembaga keuangan swasta yang terdiri dari MUFG Bank Ltd (MUFG) dan Sumitomo Mitsui Banking Corporation (SMBC). MUFG dan SMBC secara bersama-sama disebut sebagai "Peserta". Selanjutnya, ADB, IFC dan Peserta secara bersama-sama disebut sebagai "Pemberi Pinjaman".

4) Fasilitas *Reserves Based Lending* (RBL) Ophir Energy Ltd terdiri dari fasilitas yang disediakan oleh Australia and New Zealand Banking Group Limited, BNP Paribas, Commonwealth Bank of Australia, Credit Agricole, HSBC, Societe Generale dan Standard Chartered.

25. BANK LOANS (continued)

a. Bank Loans (continued)

Notes :

1) Consortium of lenders for PT Medco Geopower Sarulla comprised of Japan Bank for International Cooperation (JBIC), Asian Development Bank (ADB) in its own capacity as well as in its capacity as an implementing entity of the Clean Technology Fund and the Canadian Climate Fund, and a group of private financial institutions initially consist of: MUFG Bank Ltd (MUFG), ING Bank N.V., Tokyo Branch (ING), Mizuho Bank, Ltd. (MIZUHO), National Australia Bank Limited (NAB), Societe Generale, Tokyo Branch (SOCGEN), Sumitomo Mitsui Banking Corporation (SMBC) and Sumitomo Mitsui Trust Bank (SMTB). MUFG, ING, MIZUHO, NAB, SOCGEN, SMBC and SMTB altogether referred to as "Covered Lenders". JBIC, ADB, and the Covered Lenders altogether are referred to as "Lenders Consortium".

2) As of December 31, 2018, syndicated loan of PT Medco E & P Malaka and PT Medco E & P Tomori Sulawesi from lenders which comprised of Australia and New Zealand Banking Group Limited, ING Bank N.V., Singapore Branch, PT Bank ANZ Indonesia, Societe Generale, Singapore Branch, PT Bank DBS Indonesia, PT Bank Mandiri, Singapore Branch, BNP Paribas, Credit Agricole Corporate and Investment Bank, Credit Suisse AG, Singapore Branch, Natixis, Singapore Branch, Standard Chartered Bank, Singapore Branch, Sumitomo Mitsui Banking Corporation, Singapore Branch, PT Bank BTPN Tbk, The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Limited, Singapore Branch, Mizuho Bank Ltd, MUFG Bank Ltd and PT Bank UOB Indonesia. On December 31, 2019, the loan portion from Credit Suisse AG, Singapore Branch was transferred to Intesa Sanpaolo S.p.A, Hong Kong Branch.

3) Consortium of lenders for PT Medco Ratch Power Riau comprised of Asian Development Bank (ADB) and International Finance Corporation (IFC), and private financial institutions consist of: MUFG Bank Ltd (MUFG) and Sumitomo Mitsui Banking Corporation (SMBC). MUFG and SMBC altogether referred to as "Participants". ADB, IFC, and the Participants altogether referred to as "Lenders".

4) Reserves Based Lending (RBL) Facility of Ophir Energy Ltd. comprised of the facility that has been provided by Australia and New Zealand Banking Group Limited, BNP Paribas, Commonwealth Bank of Australia, Credit Agricole, HSBC, Societe Generale and Standard Chartered.

25. PINJAMAN BANK (lanjutan)

a. Pinjaman Bank (lanjutan)

Informasi mengenai tanggal efektif pinjaman dan jadwal pelunasan pinjaman bank adalah sebagai berikut:

25. BANK LOANS (continued)

a. Bank Loans (continued)

Information relating to bank loans effectivity date and repayment schedule are as follows:

Kreditur/*Lenders*	Tanggal efektif pinjaman/ *Loan effectivity date*	Jadwal pelunasan/ *Repayment schedule*	Jaminan/*Security*
Perusahaan/The Company			
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk			
Fasilitas Kredit Transaksi Khusus IV/ *Special Transaction Credit Facility IV*	Agustus 2014/ *August 2014*	Agustus 2019/ *August 2019* Fasilitas ini telah dilunasi seluruhnya pada Februari 2018/ *This Facility has been fully repaid in February 2018.*	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *The loan facility is unsecured.*
Fasilitas Kredit Transaksi Khusus V/ *Special Transaction Credit Facility V*	Agustus 2015/ *August 2015*	Agustus 2020/ *August 2020* Fasilitas ini telah dilunasi seluruhnya pada Februari 2018/ *This Facility has been fully repaid in February 2018.*	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *The loan facility is unsecured.*
Fasilitas Kredit Transaksi Khusus VI/ *Special Transaction Credit Facility VI*	Agustus 2015/ *August 2015*	Agustus 2020/ *August 2020* Fasilitas ini telah dilunasi seluruhnya pada Desember 2019/ *This Facility has been fully repaid in December 2019.*	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *The loan facility is unsecured.*
Fasilitas Kredit Transaksi Khusus VII/ *Special Transaction Credit Facility VII*	Desember 2015/ *December 2015*	Angsuran per kuartal sampai dengan September 2020/ *Quarterly installments until September 2020* Fasilitas ini telah dilunasi seluruhnya pada Januari 2018/ *This Facility has been fully repaid in January 2018.*	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *The loan facility is unsecured.*
Fasilitas Kredit Transaksi Khusus VIII/ *Special Transaction Credit Facility VIII*	September 2017/ *September 2017*	Angsuran per kuartal sampai dengan Desember 2020/ *Quarterly installments until December 2020* Fasilitas ini telah dilunasi seluruhnya pada April 2019/ *This Facility has been fully repaid in April 2019.*	Fasilitas ini dijamin dengan gadai atas saham PT Medco Power Internasional dan gadai atas rekening bank/ *The loan facility is collateralized by pledge over share of PT Medco Power Internasional and pledge over bank account.*
Fasilitas Kredit Transaksi Khusus X/ *Special Transaction Credit Facility X*	Desember 2018/ *December 2018*	Angsuran per kuartal mulai September 2020 sampai dengan Desember 2021/ *Quarterly installments starting September 2020 until December 2021*	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *The loan facility is unsecured.*
Fasilitas Kredit Jangka Pendek/ *Short-term Facility*	Maret 2019/ *March 2019*	Maret 2020/ *March 2020* Pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, tidak ada saldo terutang atas fasilitas ini/ *As of December 31, 2019 and 2018, there is no outstanding balance from this facility*	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *The loan facility is unsecured.*

25. PINJAMAN BANK (lanjutan) / *25. BANK LOANS (continued)*

a. Pinjaman Bank (lanjutan) / *a. Bank Loans (continued)*

Kreditur/*Lenders*	Tanggal efektif pinjaman/ *Loan effectivity date*	Jadwal pelunasan/ *Repayment schedule*	Jaminan/*Security*
Perusahaan/*The Company* (lanjutan/*continued*)			
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk			
Fasilitas Kredit Term Loan/ *Term Loan Facility*	Januari 2015/ *January 2015*	Januari 2020/ *January 2020*	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *The loan facility is unsecured.*
Fasilitas Kredit Term Loan/ *Term Loan Facility*	September 2015/ *September 2015*	Angsuran per semester sampai dengan 2020/ *Semi-annual installments until September 2020* Kedua fasilitas ini telah dilunasi seluruhnya pada Oktober 2018/ *These two facilities have been fully repaid in October 2018*	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *The loan facility is unsecured.*
The Hongkong and Shanghai Bank Corporation			
Fasilitas Revolving Loan/ *Revolving Loan Facility*	September 2019/ *September 2019*	Oktober 2019/ *October 2019* Fasilitas ini telah dilunasi seluruhnya pada Oktober 2019/ *This Facility has been fully repaid in October 2019*	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *The loan facility is unsecured.*
PT Bank DBS Indonesia			
Fasilitas Perbankan Korporasi/ *Corporate Facility agreement*	Desember 2017/ *December 2017*	Desember 2021/ *December 2021*	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *The loan facility is unsecured.*
Fasilitas Kredit Jangka Pendek/ *Short-term Facility*	Juni 2019/ *June 2019*	September 2020/ *September 2020* Pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, tidak ada saldo terutang atas fasilitas ini/ *As of December 31, 2019 and 2018, there is no outstanding balance from this facility*	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *The loan facility is unsecured.*
PT Medco E&P Tomori Sulawesi			
PT Bank ANZ Indonesia PT Bank DBS Indonesia PT Bank Mandiri (Persero) Tbk Standard Chartered Bank Sumitomo Mitsui Banking Corporation Fasilitas *term loan* dengan jaminan/ *Senior secured long term facility*	November 2015/ *November 2015*	Juni 2021/ *June 2021* Fasilitas ini telah dipertukarkan dengan Perjanjian Sindikasi pada Oktober 2018/ *This Facility has been exchanged with Syndication Agreement in October 2018*	Fasilitas ini dijamin dengan gadai atas project account dan fidusia atas aset bergerak dan hak tagih/ *This facility is collateralized by pledge over the project account and fiduciary over moveable assets and receivables.*

25. PINJAMAN BANK (lanjutan) / *25. BANK LOANS (continued)*

a. Pinjaman Bank (lanjutan) / *a. Bank Loans (continued)*

Kreditur/*Lenders*	**Tanggal efektif pinjaman/ *Loan effectivity date***	**Jadwal pelunasan/ *Repayment schedule***	**Jaminan/*Security***
PT Medco E&P Malaka			
Australia and New Zealand Banking Group Limited ING Bank N.V, Cabang Singapura/ *Singapore Branch* Societe Generale, Cabang Singapura/ *Singapore Branch* BNP Paribas, Cabang Singapura/ *Singapore Branch* Bank of China (Hong Kong) Limited, Cabang Jakarta/ *Jakarta Branch* Credit Agricole Corporate And Investment Bank Intesa Sanpaolo S.p.A Cabang Hongkong/ *Hongkong Branch* Mizuho Bank,Ltd Sumitomo Mitsui Banking Corporation, Cabang Singapura/ *Singapore Branch* PT Bank ANZ Indonesia Fasilitas *term loan* dengan jaminan/ *Senior secured long term facility*	Juli 2017/ *July 2017*	Juni 2024/ *June 2024* Fasilitas ini telah dipertukarkan dengan Perjanjian Sindikasi pada Oktober 2018/ *This Facility has been exchanged with Syndication Agreement in October 2018*	Fasilitas ini dijamin dengan gadai atas *project account* dan fidusia atas aset bergerak dan hak tagih/ *This facility is collateralized by pledge over the project account and fiduciary over moveable assets and receivables.*

25. PINJAMAN BANK (lanjutan) / *25. BANK LOANS (continued)*

a. Pinjaman Bank (lanjutan) / *a. Bank Loans (continued)*

Kreditur/*Lenders*	Tanggal efektif pinjaman/ *Loan effectivity date*	Jadwal pelunasan/ *Repayment schedule*	Jaminan/*Security*
PT Medco E & P Malaka dan/*and* PT Medco E & P Tomori Sulawesi			
Australia and New Zealand Banking Group Limited ING Bank N.V., Cabang Singapura/ *Singapore Branch* PT Bank ANZ Indonesia Societe Generale, Cabang Singapura/ *Singapore Branch* PT Bank DBS Indonesia PT Bank Mandiri (Persero) Tbk Cabang Singapura/ *Singapore Branch* BNP Paribas Credit Agricole Corporate and Investment Bank Credit Suisse AG, Cabang Singapura/ *Singapore Branch* Natixis, Cabang Singapura/ *Singapore Branch* Standard Chartered Bank, Cabang Singapura/ *Singapore Branch* Sumitomo Mitsui Banking Corporation, Cabang Singapura/ *Singapore Branch* PT Bank BTPN Tbk The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Limited, Cabang Singapura/ *Singapore Branch* Mizuho Bank Ltd MUFG Bank Ltd PT Bank UOB Indonesia ("Pemberi pinjaman Sindikasi/ *Syndication loan lender*") Perjanjian *Sindikasi/ Syndication Agreement*	Oktober 2018/ *October 2018* diamandemen pada Desember 2018/ *amended in December 2018*	September 2024/ *September 2024*	Fasilitas ini dijamin dengan saham PT Medco E & P Malaka dan PT Medco E & P Tomori Sulawesi, project account, fidusia atas aset bergerak, fidusia atas klaim asuransi, dan fidusia atas piutang/ *This facility is collateralized by pledge over shares of PT Medco E & P Malaka and PT Medco E & P Tomori Sulawesi, project account, fiduciary over moveable assets, insurance claims, and receivables.*

25. PINJAMAN BANK (lanjutan) / *25. BANK LOANS (continued)*

a. Pinjaman Bank (lanjutan) / *a. Bank Loans (continued)*

Kreditur/*Lenders*	Tanggal efektif pinjaman/ *Loan effectivity date*	Jadwal pelunasan/ *Repayment schedule*	Jaminan/*Security*
PT Medco Geopower Sarulla			
Konsorsium Pemberi Pinjaman Sarulla/ *Sarulla Lenders Consortium* Fasilitas *term loan*/ *Term loan facility*	Maret 2014/ *March 2014*	Maret 2034/ *March 2034*	Fasilitas ini dijamin dengan aset proyek berdasarkan perjanjian konsesi jasa, hak atas piutang atas proyek dan gadai saham dalam proyek/ *This facility is collateralized by all of the project's assets based on service concession arrangement, rights over receivables on the project and a pledge of all shares in the project.*
PT Medco Power Indonesia (MPI)			
MUFG Bank Ltd Fasilitas term loan/ *Term loan facility*	Maret 2017/ *March 2017*	September 2019/ *September 2019* Fasilitas ini telah dilunasi seluruhnya pada Mei 2019/ *This facility has been fully repaid in May 2019*	Fasilitas ini dijamin dengan jaminan perusahaan yang diterbitkan oleh MPI dan/atau pemegang saham/ *This facility is collateralized by corporate guarantee from MPI and/or shareholders.*
PT Bank DBS Indonesia ("DBS") Fasilitas *omnibus*/ *Uncommitted omnibus facility*	Desember 2014/ *December 2014*	September 2018/ *September 2018* Fasilitas ini telah dilunasi seluruhnya pada September 2018/ *This facility has been fully repaid in September 2018*	Fasilitas ini dijamin dengan jaminan kebendaan fidusia atas mesin dan peralatan, jaminan fidusia atas piutang MPI, deposito MPI yang disimpan di DBS dan rekening bank milik MPI yang dibuka di DBS/ *This facility was collateralized by fiduciary material security on machinery and equipment, fiduciary security of receivables of MPI, MPI's deposits in DBS and MPI's bank accounts at DBS.*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk Fasilitas *omnibus*/ *Uncommitted omnibus facility*	November 2011/ *November 2011*	November 2020/ *November 2020*	Fasilitas ini dijamin dengan jaminan piutang, mesin dan dana di rekening PT Bank Mandiri (Persero) MPI/ *This facility was collateralized by the collateral of receivables, machine and funds in MPI's PT Bank Mandiri (Persero) account.*
ING Bank N.V, Cabang Singapura/ *Singapore Branch* Fasilitas Kredit *Term Loan*/ *Credit Term Loan Facility*	Juli 2017/ *July 2017*	September 2021/ *September 2021*	Fasilitas ini dijamin dengan jaminan keuangan yang diterbitkan oleh pemegang saham/ *Collateralized by financial guarantee from shareholders.*

25. PINJAMAN BANK (lanjutan) / *25. BANK LOANS (continued)*

a. Pinjaman Bank (lanjutan) / *a. Bank Loans (continued)*

Kreditur/*Lenders*	Tanggal efektif pinjaman/ *Loan effectivity date*	Jadwal pelunasan/ *Repayment schedule*	Jaminan/*Security*
PT Medco Power Indonesia (MPI) (lanjutan/*continued*)			
PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk Fasilitas Kredit Pembiayaan Konsumtif/ *Consumer Credit Facility*	Maret 2013/ *March 2013*	Februari 2019/ *February 2019* Fasilitas ini telah dilunasi seluruhnya pada Maret 2018/ *This facility has been fully repaid in March 2018*	Fasilitas ini dijamin dengan kendaraan yang diperoleh/ *This facility was collateralized by acquired vehicles.*
Fasilitas Kredit "Pendanaan Umum"/ *Credit Facility "General Financing"*	Mei 2019/ *May 2019*	Mei 2021/ *May 2021*	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *The loan facility is unsecured.*
PT Maybank Indonesia Finance Fasilitas Kredit Pembiayaan Konsumtif/ *Consumer Credit Facility*	Juni 2014/ *June 2014*	Februari 2021/ *February 2021*	Fasilitas ini dijamin dengan kendaraan yang diperoleh/ *This facility is collateralized by acquired vehicles.*
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk Fasilitas Kredit *Term Loan*/ *Credit Term Loan Facility*	Desember 2019/ *December 2019*	Desember 2020/ *December 2020*	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *The loan facility is unsecured.*
PT Dalle Energy Batam (DEB)			
Lembaga Pembiayaan Ekspor Indonesia (LPEI) Fasilitas Kredit Investasi Ekspor/ *Investment Export Credit Facility* Fasilitas SBLC/ *Standby Letters of Credit (SBLC) Facility*	Oktober 2015/ *October 2015*	September 2022/ *September 2022* Fasilitas ini telah dilunasi seluruhnya pada September 2018/ *This facility has been fully repaid in September 2018*	Fasilitas ini dijamin dengan aset tetap berdasarkan perjanjian sewa, hak atas piutang atas proyek *Gas Turbine Generator*, saham DEB, hak atas asuransi proyek, dan semua rekening yang menjadi jaminan yang terkait dengan proyek ini/ *This facility was collateralized by property, plant and equipment under an arrangement containing a lease, rights over receivables on the Gas Turbine Generator project, shares of DEB, rights on project insurance, and all secured by Bank accounts related to the project.*

25. PINJAMAN BANK (lanjutan) / *25. BANK LOANS (continued)*

a. Pinjaman Bank (lanjutan) / *a. Bank Loans (continued)*

Kreditur/*Lenders*	Tanggal efektif pinjaman/ *Loan effectivity date*	Jadwal pelunasan/ *Repayment schedule*	Jaminan/*Security*
PT Energi Prima Elektrika			
PT Bank Syariah Mandiri Fasilitas Kredit - Qardh wal Murabahah/ *Credit Line Facility - Qardh wal Murabahah*	Maret 2013/ *March 2013*	April 2020/ *April 2020*	Fasilitas ini dijamin dengan aset tetap dan piutang secara fidusia/ *This facility is collateralized by property, plant and equipment and fiduciary of receivables.*
Fasilitas Kredit Kafalah/ *Kafalah Loan Facility*	Juli 2016/ *July 2016*	Agustus 2018/ *August 2018* Fasilitas ini telah dilunasi seluruhnya pada Juli 2018/ *This facility has been fully repaid in July 2018*	Fasilitas ini dijamin dengan aset tetap dan piutang secara fidusia/ *This facility was collateralized by property, plant and equipment and fiduciary of receivables.*
PT Multidaya Prima Elektrindo			
PT Bank Syariah Mandiri Fasilitas Kredit - Qardh wal Murabahah/ *Credit Line Facility - Qardh wal Murabahah*	Maret 2013/ *March 2013*	Desember 2018/ *December 2018*	Fasilitas ini dijamin dengan aset tetap sewa guna usaha dan penyerahan piutang secara fidusia/ *This facility is collateralized by property, plant and equipment under an arrangement containing a lease and fiduciary transfer of receivables.*
Fasilitas Kredit Kafalah/ *Kafalah Loan Facility*	Desember 2016/ *December 2016*	Desember 2018/ *December 2018* Fasilitas ini telah dilunasi seluruhnya pada Agustus 2018/ *This facility has been fully repaid in August 2018*	Fasilitas ini dijamin dengan aset tetap sewa guna usaha dan penyerahan piutang secara fidusia/ *This facility was collateralized by property, plant and equipment under an arrangement containing a lease and fiduciary transfer of receivables.*
PT Energi Listrik Batam (ELB)			
PT Bank Syariah Mandiri Fasilitas Musyarakah Mutanaqishah/ *Musyarakah Mutanaqishah Facility* Fasilitas Musyarakah/ *Musyarakah Facility* Fasilitas Kafalah bin Ujrah/ *Kafalah bin Ujrah Facility*	Desember 2016/ *December 2016*	Desember 2026/ *December 2026*	Fasilitas ini dijamin dengan aset tetap sewa guna usaha, hak atas piutang, saham ELB yang dimiliki oleh PT Universal Batam Energy dan PT Universal Gas Energy dan surat jaminan dari MPI/ *This facility is collateralized by property, plant and equipment under an arrangement containing a lease, rights over receivables, shares of stock of ELB owned by PT Universal Batam Energy and PT Universal Gas Energy and guarantee letter from MPI.*

25. PINJAMAN BANK (lanjutan) / *25. BANK LOANS (continued)*

a. Pinjaman Bank (lanjutan) / *a. Bank Loans (continued)*

Kreditur/*Lenders*	Tanggal efektif pinjaman/ *Loan effectivity date*	Jadwal pelunasan/ *Repayment schedule*	Jaminan/*Security*
PT Bio Jatropha Indonesia (BJI)			
PT Bank Muamalat Indonesia Tbk (BMI) Fasilitas Kredit Al Qardh, Al Murabahah dan *Line facility Murabahah/ Al Qardh, Al Murabahah and Credit Line Murabahah Facility*	Oktober 2016/ *October 2016*	April 2025/ *April 2025* Fasilitas ini telah dilunasi seluruhnya pada Agustus 2018/ *This facility has been fully repaid in August 2018*	Fasilitas ini dijamin dengan aset tetap berdasarkan perjanjian sewa, hak atas piutang atas penjualan tenaga listrik ke PLNDJB, saham BJI milik PT Sangsaka Agro Lestari dan PT Sangsaka Hidro Selebes, dan kas yang dibatasi penggunaannya di bank/ *This facility was collateralized by property, plant and equipment under an arrangement containing a lease, rights over receivables on electric power sales to PLNDJB, shares of stock of BJI owned by PT Sangsaka Agro Lestari and PT Sangsaka Hidro Selebes, and restricted cash in bank.*
PT Pembangkitan Pusaka Parahiangan			
Sindikasi PT Bank Syariah Mandiri (BSM) dan PT Bank Muamalat Indonesia Tbk (BMI)/ *Syndication of PT Bank Syariah Mandiri (BSM) and PT Bank Muamalat Indonesia Tbk (BMI)* Fasilitas Kredit *Murabahah, Wakalah/ Murabahah, Wakalah Loan Facility*	September 2014/ *September 2014*	September 2025/ *September 2025* Fasilitas ini telah dilunasi seluruhnya pada Agustus 2018/ *This facility has been fully repaid in August 2018*	Fasilitas ini dijamin dengan gadai atas aset tetap yang mengandung perjanjian sewa guna usaha dan hak atas penyerahan piutang secara fidusia/ *This facility was collateralized by property, plant and equipment under an arrangement containing a lease and fiduciary transfer of receivables.*

25. PINJAMAN BANK (lanjutan) / *25. BANK LOANS (continued)*

a. Pinjaman Bank (lanjutan) / *a. Bank Loans (continued)*

Kreditur/*Lenders*	Tanggal efektif pinjaman/ *Loan effectivity date*	Jadwal pelunasan/ *Repayment schedule*	Jaminan/*Security*
PT Sangsaka Hidro Barat			
Bank Syariah Mandiri (BSM) PT Bank Muamalat Indonesia Tbk (BMI) Fasilitas Kredit *Murabahah, Wakalah/ Murabahah, Wakalah Loan Facility*	September 2014/ *September 2014*	September 2023/ *September 2023* Fasilitas ini telah dilunasi seluruhnya pada Agustus 2018/ *This facility has been fully repaid in August 2018*	Fasilitas ini dijamin dengan gadai atas aset tetap yang mengandung perjanjian sewa guna usaha dan hak atas penyerahan piutang secara fidusia/ *This facility was collateralized by property, plant and equipment under an arrangement containing a lease and fiduciary transfer of receivables.*
PT Medco Ratch Power Riau			
Konsorsium Pemberi Pinjaman Riau/ *Riau Lenders Consortium* Fasilitas kredit/ *Term loan facility*	Maret 2019/ *March 2019*	Maret 2039/ *March 2039*	Fasilitas ini dijamin dengan aset proyek berdasarkan perjanjian jasa konsesi, hak atas piutang atas proyek dan gadai saham dalam proyek/ *Collateralized by all of the project's assets based on service concession arrangement, rights over receivables on the project and a pledge of all shares in the project.*
Medco Energi Global Pte Ltd			
Australia and New Zealand Banking Group Limited Fasilitas Kredit Jangka Pendek/ *Short-term Facility*	April 2019/ *April 2019*	Juli 2019/ *July 2019* Fasilitas ini telah dilunasi seluruhnya pada Juli 2019/ *This facility has been fully repaid in July 2019*	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *The loan facility is unsecured.*

25. PINJAMAN BANK (lanjutan)

a. Pinjaman Bank (lanjutan)

25. BANK LOANS (continued)

a. Bank Loans (continued)

	2019	2018	
Tingkat bunga per tahun			*Interest rate per annum*
Rupiah	5,73% - 14,00%	7,83% - 14,42%	*Rupiah*
Dolar Amerika Serikat	3,69% - 6,57%	3,88% - 6,57%	*United States Dollar*

Berdasarkan perjanjian atas pinjaman-pinjaman di atas, Grup harus mematuhi batasan-batasan tertentu, antara lain untuk memperoleh persetujuan tertulis dari pemberi pinjaman sebelum melakukan transaksi-transaksi tertentu seperti mengadakan penggabungan usaha, pengambilalihan, likuidasi atau perubahan status serta Anggaran Dasar, mengurangi modal dasar, ditempatkan dan disetor penuh; pembatasan dalam pemberian pinjaman kepada pihak ketiga; penjaminan negatif, dengan beberapa pengecualian khusus; pembatasan dalam mengubah aktivitas utama dan mengumumkan dan membayar dividen melebihi persentase tertentu dari laba neto konsolidasian; dan harus mematuhi rasio-rasio keuangan tertentu.

Under its loan agreements, the Group is subject to various covenants, among others to obtain written approval from the lenders before entering into certain transactions such as mergers, acquisitions, liquidation or change in status and Articles of Association, reducing the authorized, issued and fully paid capital; restrictions on lending money to third parties; negative pledges, with certain exceptions; restrictions on change in core business activities and declaring and paying dividends in excess of a certain percentage of consolidated net income; and requirement to comply with certain financial ratios.

Pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, manajemen berpendapat bahwa Grup mematuhi semua pembatasan-pembatasan tersebut dan Grup telah memenuhi semua rasio keuangan yang dipersyaratkan dalam perjanjian pinjaman.

As of December 31, 2019 and 2018, the management is of the opinion that, the Group is in compliance with all of the above covenants and the Group has complied with all financial ratios required to be maintained under the loan agreements.

Perusahaan

The Company

Pada tanggal 23 Januari 2018, Perusahaan melakukan pelunasan atas sisa saldo fasilitas PTK VII dari PT Bank Mandiri (Persero) Tbk sebesar AS$165.000.000.

On January 23, 2018, the Company fully repaid the remaining balance of the credit facility PTK VII from PT Bank Mandiri (Persero) Tbk amounting to US$165,000,000.

Pada tanggal 7 Februari 2018, Perusahaan melakukan pelunasan dipercepat sukarela atas seluruh fasilitas PTK IV sebesar AS$100.000.000 dan PTK V sebesar AS$100.000.000 dari PT Bank Mandiri (Persero) Tbk.

On February 7, 2018, the Company has voluntarily fully repaid the credit facility PTK IV amounting to US$100,000,000 and PTK V amounting to US$100,000,000 from PT Bank Mandiri (Persero) Tbk.

25. PINJAMAN BANK (lanjutan)

a. Pinjaman Bank (lanjutan)

Perusahaan (lanjutan)

Pada tanggal 21 Februari 2018, Perusahaan melakukan pelunasan dipercepat atas sebagian fasilitas PTK VI sebesar AS$54.650.000 dari PT Bank Mandiri (Persero) Tbk. Pada tanggal 23 Desember 2019, Perusahaan melakukan pelunasan seluruh fasilitas PTK VI dari PT Bank Mandiri (Persero) Tbk sebesar AS$45.350.000.

Pada tanggal 8 Maret 2018, Perusahaan menandatangani perjanjian Fasilitas Kredit Jangka Pendek ("Fasilitas") dengan PT Bank Mandiri (Persero) Tbk sebesar AS$50 juta dengan tenor satu tahun. Perusahaan melakukan penarikan atas seluruh Fasilitas pada tanggal 21 Maret 2018 dengan jangka waktu pinjaman satu bulan. Pada tanggal 20 April 2018, Perusahaan melunasi fasilitas Kredit Jangka Pendek dari Bank Mandiri sebesar AS$50 juta. Pada tanggal 24 September 2018, Perusahaan kembali melakukan penarikan atas seluruh fasilitas dengan waktu pinjaman satu bulan. Pada tanggal 24 Oktober 2018, Perusahaan telah melunasi fasilitas kredit jangka pendek dari Bank Mandiri sebesar AS$50.000.000. Pada tanggal 12 Maret 2019, Perusahaan menandatangani perpanjangan Fasilitas Kredit Jangka Pendek dengan Bank Mandiri sebesar AS$50 juta untuk jangka waktu satu tahun sampai dengan tanggal 12 Maret 2020. Perusahaan melakukan penarikan atas seluruh Fasilitas pada tanggal 27 Mei 2019. Pada tanggal 26 Agustus 2019, Perusahaan melunasi Fasilitas Kredit Jangka Pendek dari Bank Mandiri sebesar AS$50 juta. Pada tanggal 10 September 2019, Perusahaan telah melakukan penarikan lagi atas seluruh Fasilitas dan akan jatuh tempo pada tanggal 9 Desember 2019. Pada tanggal 9 Desember 2019, Perusahaan melakukan pelunasan seluruh Fasilitas Kredit Jangka Pendek dari PT Bank Mandiri (Persero) Tbk sebesar AS$50juta.

Pada 5 Oktober 2018, Perusahaan melakukan penarikan sebesar AS$20.000.000 dari fasilitas *revolving loan* dari The Hong Kong and Shanghai Banking Corporation Limited (HSBC) dan telah dilunasi pada tanggal 3 Januari 2019.

25. BANK LOANS (continued)

a. Bank Loans (continued)

The Company (continued)

On February 21, 2018, the Company has partially repaid the credit facility PTK VI amounting to US$54,650,000 from PT Bank Mandiri (Persero) Tbk. On December 23, 2019, the Company has fully settled outstanding credit facility PTK VI from PT Bank Mandiri (Persero) Tbk amounting to US$45,350,000.

On March 8, 2018, the Company signed a Short-Term Credit Facility ("Facility") with PT Bank Mandiri (Persero) Tbk amounting to US$50 million with tenor of one year. The Company has fully utilized the Facility on March 21, 2018 for one month. On April 20, 2018, the Company repaid the Short-Term Credit Facility from Bank Mandiri amounting to US$50 million. On September 24, 2018, the Company has draw down the facility for one month. On October 24, 2018, the Company has fully repaid the short term facility from Bank Mandiri amounting to US$50,000,000. On March 12, 2019, the Company signed a revolving Short-term Credit Facility extension with Bank Mandiri amounting to US$50 million with one year tenor period until March 12, 2020. The Company has fully utilized the Facility on May 27, 2019. On August 26, 2019, the Company has fully repaid the Short Term Credit Facility from Bank Mandiri amounting to US$50 million. On September 10, 2019, the Company fully utilized again the Facility and will be due on December 9, 2019. On December 9, 2019, the Company has fully settled Short-term Facility from PT Bank Mandiri (Persero) Tbk amounting to US$50 million.

On October 5, 2018, the Company made a draw down of US$20,000,000 from revolving loan facility from The Hong Kong and Shanghai Banking Corporation Limited (HSBC) which has been paid on January 3, 2019.

25. PINJAMAN BANK (lanjutan)

a. Pinjaman Bank (lanjutan)

Perusahaan (lanjutan)

Pada tanggal 10 Oktober 2018, Perusahaan melakukan pelunasan dipercepat atas seluruh fasilitas kredit *term loan* dengan PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk (BNI) sebesar AS$52.500.000 dan AS$75.000.000.

Pada tanggal 20 Desember 2018, Perusahaan menandatangani Perjanjian Fasilitas Kredit transaksi khusus X ("PTK X") dengan Bank Mandiri sebesar AS$200.000.000 dengan tenor tiga tahun. Tujuan penggunaan fasilitas ini adalah pemenuhan kekurangan dana Perusahaan dalam rangka kebutuhan kegiatan usaha terkait migas, pendanaan ulang terkait pinjaman bank, obligasi, dan instrumen utang lainnya. Pada tanggal 27 Desember 2018 dan 18 April 2019, Perusahaan telah melakukan penarikan masing-masing sebesar AS$162.000.000 dan AS$38.000.000.

Pada tanggal 12 April 2019, Perusahaan telah melunasi seluruh fasilitas kredit PTK VIII dari PT Bank Mandiri (Persero) Tbk sebesar AS$56.000.000.

Pada tanggal 12 Juni 2019, Perusahaan melakukan penarikan atas fasilitas kredit dari PT Bank DBS Indonesia sebesar AS$35.000.000. Pada tanggal 12 September 2019, Perusahaan telah melunasi seluruh fasilitas ini.

Pada tanggal 22 Agustus 2019, Perusahaan melakukan penarikan atas Fasilitas Kredit Jangka Pendek dari The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Limited (HSBC) sebesar AS$20.000.000 untuk jangka waktu satu bulan sampai dengan tanggal 20 September 2019. Fasilitas ini telah diperpanjang sampai dengan tanggal 18 Oktober 2019. Pada tanggal 18 Oktober 2019, Perusahaan telah melakukan pelunasan seluruh Fasilitas Kredit Jangka Pendek ini.

25. BANK LOANS (continued)

a. Bank Loans (continued)

The Company (continued)

On October 10, 2018, the Company has fully repaid the term loan facility from PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk (BNI) amounting to US$52,500,000 and US$75,000,000.

On December 20, 2018, the Company signed Special Transaction Credit Facility X ("PTK X") with Bank Mandiri amounting to US$200,000,000 with three years tenor. The purpose of the proceeds are to fulfill the Company's cash flow gap in oil and gas – related business activities and to refinance the existing bank loans, bonds and other debt instruments. On December 27, 2018 and April 18, 2019, the Company has made drawdown of US$162,000,000 and US$38,000,000, respectively.

On April 12, 2019, the Company has fully settled PTK VIII credit facility from PT Bank Mandiri (Persero) Tbk amounting to US$56,000,000.

On June 12, 2019, the Company has utilized the credit facility from PT Bank DBS Indonesia amounting to US$35,000,000. On September 12, 2019, the Company has fully repaid this facility.

On August 22, 2019 the Company has withdraw Short-term Credit Facility from The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Limited (HSBC) amounting to US$20,000,000 with one month tenor until September 20, 2019. This Facility has been extended until October 18, 2019. On October 18, 2019, the Company has fully settled this Short-term Credit Facility.

25. PINJAMAN BANK (lanjutan)

a. Pinjaman Bank (lanjutan)

Perusahaan (lanjutan)

Pada tanggal 23 Desember 2019, Perusahaan melakukan pelunasan sebagian fasilitas PTK X yang belum dibayar dari PT Bank Mandiri (Persero) Tbk sebesar AS$35.000.000.

PT Medco E & P Tomori Sulawesi ("MEPTS")

Pada tanggal 24 November 2015, MEPTS menandatangani perjanjian kredit dengan PT Bank ANZ Indonesia, PT Bank DBS Indonesia, Bank Mandiri, Standard Chartered Bank, dan Sumitomo Mitsui Banking Corporation sebesar AS$200.000.000 dan akan jatuh tempo pada tanggal 30 Juni 2021. Pada tanggal 10 Desember 2015, MEPTS telah menggunakan seluruh fasilitas kredit tersebut.

Pada tanggal 19 Oktober 2018, sehubungan dengan ditandatanganinya *Senior Secured Facility Agreement* (selanjutnya diamendemen menjadi Perjanjian Sindikasi) antara MEPTS dan MEPM dengan pemberi pinjaman sindikasi, saldo dari pinjaman sebelumnya dipertukarkan menjadi saldo pinjaman *Senior Secured Facility Agreement*. Berdasarkan evaluasi manajemen, persyaratan *Senior Secured Facility Agreement* berbeda secara substansial dengan perjanjian sebelumnya. Sehingga, pertukaran tersebut dicatat sebagai penghapusan liabilitas keuangan awal dan pengakuan liabilitas yang baru. Biaya transaksi yang belum diamortisasi atas liabilitas keuangan awal sebesar AS$24.423 dibebankan pada tahun berjalan.

PT Medco E & P Malaka ("MEPM")

Pada tanggal 14 Juli 2017, MEPM menandatangani perjanjian Fasilitas Pinjaman Berjangka dengan Jaminan dengan Australia and New Zealand Banking Group Limited, ING Bank N.V., Cabang Singapura, dan Societe Generale, Cabang Singapura sebesar AS$360.000.000 dengan tenor 60 bulan setelah Tanggal Penyelesaian.

25. BANK LOANS (continued)

a. Bank Loans (continued)

The Company (continued)

On December 23, 2019, the Company has partially settled outstanding credit facility PTK X from PT Bank Mandiri (Persero) Tbk amounting to US$35,000,000.

PT Medco E & P Tomori Sulawesi ("MEPTS")

On November 24, 2015, MEPTS signed credit facility with PT Bank ANZ Indonesia, PT Bank DBS Indonesia, Bank Mandiri, Standard Chartered Bank, and Sumitomo Mitsui Banking Corporation amounting to US$200,000,000 and will mature on June 30, 2021. On December 10, 2015, MEPTS has fully utilized the credit facility.

On October 19, 2018, in connection with the signing of Senior Secured Facility Agreement (further amended to become Syndication Agreement) between MEPTS and MEPM with the syndicated lenders, the balance of the previous agreement was exchanged into the balance of the liabilities under the Senior Secured Facility Agreement. Based on management's evaluation, the terms under the Senior Secured Facility Agreement are substantially different from that of the previous agreement. Therefore, the exchange was accounted for as extinguishment of the original financial liabilities and the recognition of a new financial liability. Unamortized transaction cost of the original financial liabilities amounted to US$24,423 was charged to current operations.

PT Medco E & P Malaka ("MEPM")

On July 14, 2017, MEPM signed a Senior Secured Term Loan Facility Agreement with Australia and New Zealand Banking Group Limited, ING Bank N.V., Singapore Branch, and Societe Generale, Singapore Branch for a loan of US$360,000,000 with a 60-month tenor after the Completion Date.

25. PINJAMAN BANK (lanjutan)

a. Pinjaman Bank (lanjutan)

PT Medco E & P Malaka ("MEPM") (lanjutan)

Fasilitas ini dijamin dengan gadai atas *Project Account* dan fidusia atas aset bergerak dan hak tagih.

Tanggal Penyelesaian Terakhir adalah 30 Juni 2019 atau tanggal yang disetujui oleh Mayoritas Pemberi Pinjaman. Pada tanggal 31 Juli 2017, MEPM telah melakukan penarikan pertama sebesar AS$100.285.000 dan pada tanggal 29 September 2017 MEPM telah melakukan penarikan kedua sebesar AS$72.050.000.

Pada tanggal 29 Desember 2017, MEPM melakukan penarikan ketiga sebesar AS$56.562.000 atas Fasilitas Pinjaman Berjangka dengan Jaminan.

Pada tanggal 29 Maret 2018, MEPM melakukan penarikan keempat sebesar AS$39.026.000 atas Fasilitas Pinjaman Berjangka dengan jaminan.

Pada tanggal 29 Juni 2018, MEPM melakukan penarikan kelima sebesar AS$26.981.000 atas Fasilitas Pinjaman Berjangka dengan jaminan.

Pada tanggal 19 Oktober 2018, sehubungan dengan ditandatanganinya *Senior Secured Facility Agreement* (selanjutnya diamendemen menjadi Perjanjian Sindikasi) antara MEPTS dan MEPM dengan pemberi pinjaman sindikasi, saldo dari pinjaman sebelumnya dipertukarkan menjadi saldo pinjaman *Senior Secured Facility Agreement*. Berdasarkan evaluasi manajemen, persyaratan *Senior Secured Facility Agreement* tidak berbeda secara substansial dengan perjanjian sebelumnya. Sehingga, pertukaran tersebut dicatat sebagai modifikasi atas liabilitas keuangan awal. Dengan demikian, biaya transaksi yang atas liabilitas keuangan dari *Senior Secured Facility Agreement* sebesar AS$7.946.988 dikapitalisasi dan diamortisasi selama sisa periode dari liabilitas yang telah dimodifikasi tersebut.

25. BANK LOANS (continued)

a. Bank Loans (continued)

PT Medco E & P Malaka ("MEPM") (continued)

This Facility is collaterized by a pledge over Project Account and fiduciary over movable assets and receivables.

The Completion Date is June 30, 2019 or such later date approved by the Majority Lenders. On July 31, 2017, MEPM has made the first drawdown amounting to US$100,285,000 and on September 29, 2017, MEPM has made the second drawdown amounting to US$72,050,000.

On December 29, 2017, MEPM made the third drawdown amounting to US$56,562,000 from the Senior Secured Term Loan Facility Agreement.

On March 29, 2018, MEPM made the fourth drawdown amounting to US$39,026,000 from the Senior Secured Term Loan Facility Agreement.

On June 29, 2018, MEPM made the fifth drawdown amounting to US$26,981,000 from the Senior Secured Term Loan Facility Agreement.

On October 19, 2018, in connection with the signing of Senior Secured Facility Agreement (further amended to become Syndication Agreement) between MEPTS and MEPM with the syndicated lenders, the loan balance of the previous agreement was exchanged into the balance of the liabilities under the Senior Secured Facility Agreement. Based on management's evaluation, the terms under the Senior Secured Facility Agreement are not substantially different from that of the previous agreement. Therefore, the exchange was accounted for as modification of the original financial liabilities. The transaction cost of the Senior Secured Facility Agreement amounted to US$7,946,988 was capitalized and amortized during the remainder of the modified liabilities.

25. PINJAMAN BANK (lanjutan)

a. Pinjaman Bank (lanjutan)

PT Medco E & P Malaka ("MEPM") dan PT Medco E & P Tomori Sulawesi ("MEPTS")

Pada tanggal 19 Oktober 2018, MEPM dan MEPTS menandatangani *Senior Secured Facility Agreement* dengan ANZ, ING, dan SG (yang kemudian diubah pada tanggal 27 Desember 2018 menjadi Perjanjian Sindikasi dengan perubahan utama pada pihak-pihak sindikasi) dengan nilai maksimal sampai dengan AS$500.000.000 yang akan jatuh tempo pada tanggal 30 September 2024. Pada tanggal 25 Oktober 2018, MEPM dan MEPTS telah menggunakan fasilitas tersebut sejumlah AS$482.394.794. Fasilitas pinjaman ini merupakan pertukaran dari liabilitas keuangan MEPM dan MEPTS sebelumnya. Fasilitas ini dijamin dengan saham PT Medco E & P Malaka dan PT Medco E & P Tomori Sulawesi, *project account*, fidusia atas aset bergerak, fidusia atas klaim asuransi, dan fidusia atas piutang. Secara bersamaan, transaksi swap atas tingkat suku bunga ("IRS") di MEPTS telah diakhiri lebih awal karena pertukaran tersebut dicatat sebagai penghapusan liabilitas keuangan awal dan pengakuan liabilitas yang baru; sementara transaksi IRS di MEPM disesuaikan karena pertukaran tersebut dicatat sebagai modifikasi atas liabilitas keuangan awal.

Pada tanggal 23 April 2019, MEPM dan MEPTS telah melunasi sebagian Fasilitas pinjaman ini sejumlah AS$105 juta.

PT Medco Power Internasional dan Entitas Anak

Pada tanggal 12 Juli 2018, PT Energi Prima Elektrika ("EPE") telah melunasi seluruh pinjaman dari PT Bank Syariah Mandiri.

Pada tanggal 31 Agustus 2018, PT Bio Jatropha Indonesia ("BJI") telah melunasi seluruh pinjaman dari PT Bank Muamalat Indonesia Tbk.

Pada tanggal 31 Agustus 2018, PT Multidaya Prima Elektrindo ("MPE") telah melunasi seluruh pinjaman dari PT Bank Syariah Mandiri.

25. BANK LOANS (continued)

a. Bank Loans (continued)

PT Medco E & P Malaka ("MEPM") and PT Medco E & P Tomori Sulawesi ("MEPTS")

On October 19, 2018, MEPM and MEPTS signed a Senior Secured Facility Agreement with ANZ, ING, and SG (which was amended on December 27, 2018 to become Syndication Agreement with the main change of the syndicated parties) for a loan up to US$500,000,000 which will mature on September 30, 2024. On October 25, 2018, MEPM and MEPTS has utilized a total amount of US$482,394,794 of the facility.This facility is considered as an exchange from the previous financial liabilities of MEPM and MEPTS. This facility is collateralized by pledge over the shares of PT Medco E & P Malaka and PT Medco E & P Tomori Sulawesi, project account, fiduciary over moveable assets, insurance claims, and receivables. Concurrently, the Interest Rate Swap Transaction ("IRS") in MEPTS has been terminated since the exchange was accounted for as extinguishment of the original financial liabilities and the recognition of a new financial liability; whereas the IRS in MEPM was amended since the exchange was accounted for as modification of the original financial liabilities.

On April 23, 2019, MEPM and MEPTS have partially paid this loan Facility totaling to US$105 million.

PT Medco Power Internasional and Subsidiaries

On July 12, 2018, PT Energi Prima Elektrika ("EPE") has fully settled the loan from PT Bank Syariah Mandiri.

On August 31, 2018, PT Bio Jatropha Indonesia ("BJI") has fully settled the loan from PT Bank Muamalat Indonesia Tbk.

On August 31, 2018, PT Multidaya Prima Elektrindo ("MPE") has fully settled the loan from PT Bank Syariah Mandiri.

25. PINJAMAN BANK (lanjutan)

a. Pinjaman Bank (lanjutan)

PT Medco Power Internasional dan Entitas Anak (lanjutan)

Pada tanggal 31 Agustus 2018, PT Medco Power Indonesia telah melunasi seluruh pinjaman dari PT Bank DBS Indonesia.

Pada tanggal 31 Agustus 2018, PT Pembangkitan Pusaka Parahiangan ("PPP") telah melunasi seluruh pinjaman sindikasi dari PT Bank Syariah Mandiri dan PT Bank Muamalat Indonesia Tbk.

Pada tanggal 31 Agustus 2018, PT Sangsaka Hidro Barat telah melunasi seluruh pinjaman sindikasi dari PT Bank Syariah Mandiri dan PT Bank Muamalat Indonesia Tbk.

Pada tanggal 14 September 2018, PT Dalle Energy Batam ("DEB") telah melunasi seluruh pinjaman dari Lembaga Pembiayaan Ekspor Indonesia.

Pada tanggal 20 Maret 2019, PT Medco Ratch Power Riau ("MRPR") menandatangani perjanjian pendanaan dengan konsorsium pemberi pinjaman untuk menyediakan pendanaan dengan jumlah agregat sekitar AS$222 juta terkait dengan pengembangan fasilitas pembangkit listrik tenaga gas 275-megawatt (MW). Konsorsium pemberi pinjaman terdiri dari Asian Development Bank (ADB), International Finance Corporation (IFC), MUFG Bank Ltd ("MUFG") dan Sumitomo Mitsui Banking Corporation (SMBC). Pada tanggal 14 November 2019 dan 18 Desember 2019, MRPR telah melakukan penarikan fasilitas kredit dari konsorsium pemberi pinjaman MRPR masing-masing sejumlah AS$96.586.000 dan AS$29.201.000.

25. BANK LOANS (continued)

a. Bank Loans (continued)

PT Medco Power Internasional and Subsidiaries (continued)

On August 31, 2018, PT Medco Power Indonesia has fully paid the loan from PT Bank DBS Indonesia.

On August 31, 2018, PT Pembangkitan Pusaka Parahiangan ("PPP") has fully settled the loan from Syndication of PT Bank Syariah Mandiri and PT Bank Muamalat Indonesia Tbk.

On August 31, 2018, PT Sangsaka Hidro Barat fully settled the loan from Syndication of PT Bank Syariah Mandiri and PT Bank Muamalat Indonesia Tbk.

On September 14, 2018, PT Dalle Energy Batam ("DEB") has fully settled the loan from Lembaga Pembiayaan Ekspor Indonesia.

On March 20, 2019, PT Medco Ratch Power Riau ("MRPR") has entered into financing agreements with a consortium of lenders to provide financing in an aggregate principal amount of up to approximately US$222 million for the development of 275-megawatt (MW) gas fired power plant facilities. The consortium of lenders comprised of Asian Development Bank (ADB), International Finance Corporation (IFC), MUFG Bank, Ltd ("MUFG") and Sumitomo Mitsui Banking Corporation (SMBC). On November 14, 2019 and December 18, 2019, MRPR has drawdown the credit facility from MRPR consortium lenders totalling to US$96,586,000 and US$29,201,000, respectively.

25. PINJAMAN BANK (lanjutan)

a. Pinjaman Bank (lanjutan)

PT Medco Power Internasional dan Entitas Anak (lanjutan)

Pada tanggal 27 Mei 2019, PT Medco Power Indonesia ("MPI") menandatangani perjanjian kredit dengan PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk sebesar AS$20.000.000 dengan jangka waktu 2 tahun. Fasilitas kredit ini digunakan untuk pembiayaan kembali utang MPI dan biaya-biaya pengeluaran MPI lainnya. Pada tanggal 29 Mei 2019, MPI melakukan penarikan atas seluruh fasilitas. Fasilitas ini akan dicicil setiap tiga bulan dan akan jatuh tempo pada tanggal 29 Mei 2021. Pada tanggal 28 November 2019, MPI telah melunasi sebagian pinjaman dari PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk sebesar AS$5.000.000.

Pada tanggal 29 Mei 2019, MPI telah melunasi seluruh pinjaman dari MUFG Bank Ltd.

Pada tanggal 29 Mei 2019, MPI menandatangani perjanjian kredit dengan PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk sebesar AS$20.000.000 dengan jangka waktu 1 tahun.

Pada tanggal 27 September 2019, MPI telah melunasi seluruh pinjaman dari ING Bank N.V dan menandatangani perjanjian fasilitas kredit baru yang akan jatuh tempo pada tanggal 27 September 2021 dengan batas maksimum pinjaman sebesar AS$24.816.366. Pada tanggal 27 September 2019, MPI telah melakukan penarikan atas seluruh fasilitas.

Medco Energi Global Pte Ltd ("MEG")

Pada tanggal 4 Januari 2019, Medco Energi Global Pte Ltd ("MEG"), entitas anak yang secara tidak langsung dimiliki seluruhnya oleh Perusahaan, menandatangani fasilitas Bridge Credit Agreement senilai AS$550.000.000 dengan Standard Chartered Bank (Hong Kong) Limited terkait rencana Grup untuk mengakuisisi Ophir Energy Plc. Pada tanggal 14 Mei 2019, MEG telah membatalkan seluruh komitmen atas fasilitas ini.

25. BANK LOANS (continued)

a. Bank Loans (continued)

PT Medco Power Internasional and Subsidiaries (continued)

On May 27, 2019, PT Medco Power Indonesia ("MPI") signed a credit facility agreement with PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk amounting to US$20,000,000 with 2 years tenor. This credit facility is used for refinancing the MPI's debts and any expenses incurred. On May 29, 2019, MPI has fully drawdown this credit facility. The facility will be paid quarterly and will mature on May 29, 2021. On November 28, 2019, MPI has partially settled the loan from PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk for US$5,000,000.

On May 29, 2019, MPI has fully settled the loan from MUFG Bank Ltd.

On May 29, 2019, MPI signed a credit facility agreement with PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk amounting to US$20,000,000 with 1 year tenor.

On September 27, 2019, MPI has fully settled the loan from ING Bank N.V and entered into new credit facility agreement with maturity on September 27, 2021 and with maximum limit of US$24,816,366. On September 27, 2019, MPI has fully drawdown this credit facility.

Medco Energi Global Pte Ltd ("MEG")

On January 4, 2019, Medco Energi Global Pte Ltd ("MEG"), a wholly-owned indirect subsidiary of the Company, signed Bridge Credit Agreement facility in the amount of US$550,000,000 with Standard Chartered Bank (Hong Kong) Limited in connection with the Group's plan to acquire Ophir Energy Plc. On May 14, 2019, MEG has cancelled all of the commitment from this facility.

25. PINJAMAN BANK (lanjutan)

a. Pinjaman Bank (lanjutan)

Medco Energi Global Pte Ltd ("MEG") (lanjutan)

Pada tanggal 26 Maret 2019, MEG menandatangani fasilitas *Bridge Credit Agreement* senilai AS$105.000.000 dengan ANZ Banking Group Limited untuk pendanaan kembali. MEG melakukan penarikan atas seluruh Fasilitas pada tanggal 23 April 2019.

Pada tanggal 1 Juli 2019, MEG telah melunasi seluruh fasilitas *Bridge Credit Agreement* senilai AS$105.000.000 dengan ANZ Banking Group Limited.

b. Fasilitas Bank yang belum terpakai

Pada tanggal 31 Desember 2019, Grup memiliki Fasilitas Kredit Bank dan Fasilitas Umum Bank yang belum terpakai sebagai berikut:

25. BANK LOANS (continued)

a. Bank Loans (continued)

Medco Energi Global Pte Ltd ("MEG") (continued)

On March 26, 2019, MEG has signed Bridge Credit Agreement facility in the amount of US$105,000,000 with ANZ Banking Group Limited for refinancing. MEG has fully utilized the Facility on April 23, 2019.

On July 1, 2019, MEG has fully settled Bridge Credit Agreement facility in the amount of US$105,000,000 with ANZ Banking Group Limited.

b. Unused Bank Facilities

As of December 31, 2019, the Group has the following Unused Bank Credit Facilities and General Banking Facility:

Bank	**Fasilitas/*Facility***	**Jumlah Fasilitas Maksimum/ *Maximum Facility Amount***	**Fasilitas yang Tidak Dipakai pada Tanggal 31 Desember 2019/ *Unused Portion of the Facility as of December 31, 2019***
Fasilitas Umum Bank/ *General Banking Facility*			
Standard Chartered Bank, Jakarta	Fasilitas Perbankan/ *Banking Facility*	AS$80.000.000/ *US$80,000,000*	AS$37.802.456/ *US$37,802,456*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	Fasilitas *Non-Cash Loan & revolving loan*/ *Non-Cash Loan Facility & revolving loan*	AS$146.759.226/ *US$146,759,226*	AS$108.944.782/ *US$108,944,782*
PT Bank DBS Indonesia	Fasilitas Perbankan/ *Banking Facility*	AS$50.000.000/ *US$50,000,000*	AS$50.000.000/ *US$50,000,000*
The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Ltd	Fasilitas Perbankan Korporasi (*Letter of Credit, Guarantee and Revolving Loan*)/ *Corporate Facility Agreement* (*Letter of Credit, Guarantee and Revolving Loan*)	AS$71.000.000/ *US$71,000,000*	AS$36.161.869/ *US$36,161,869*
Pemberi Pinjaman Sindikasi MEPM dan MEPTS/ *MEPM and MEPTS Syndication Loan Lender*	Perjanjian Sindikasi/ *Syndication Agreement*	AS$400.000.000/ *US$400,000,000*	AS$61.003.414/ *US$61,003,414*
Konsorsium Pemberi Pinjaman MRPR/ *MRPR Lenders Consortium*	Fasilitas Perbankan/ *Banking Facility*	AS$222.000.000/ *US$222,000,000*	AS$96.213.000/ *US$96,213,000*
PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk	Fasilitas Perbankan/ *Banking Facility*	AS$20.000.000/ *US$20,000,000*	AS$5.000.000/ *US$5,000,000*
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	Fasilitas Perbankan/ *Banking Facility*	AS$20.000.000/ *US$20,000,000*	AS$20.000.000/ *US$20,000,000*

26. UTANG JANGKA PANJANG LAINNYA / *26. OTHER LONG-TERM DEBTS*

	2019	2018	
Wesel Jangka Menengah			*Medium Term Notes*
Jatuh tempo pada tahun 2019	-	55.000.000	*Due in 2019*
Jatuh tempo pada tahun 2021	67.150.000	67.150.000	*Due in 2021*
Jumlah	67.150.000	122.150.000	*Total*
Dikurangi diskonto yang belum diamortisasi	(515.058)	(1.193.256)	*Less unamortized discount*
Neto	**66.634.942**	**120.956.744**	***Net***
Dikurangi bagian jangka pendek	-	54.499.975	*Less current portion*
Bagian jangka panjang	**66.634.942**	**66.456.769**	***Long-term portion***
Obligasi Rupiah			*Rupiah Bonds*
Jatuh tempo pada tahun 2019	-	77.480.837	*Due in 2019*
Jatuh tempo pada tahun 2020	46.723.227	44.851.875	*Due in 2020*
Jatuh tempo pada tahun 2021	281.537.198	270.261.032	*Due in 2021*
Jatuh tempo pada tahun 2022	125.077.288	62.564.740	*Due in 2022*
Jatuh tempo pada tahun 2023	54.312.620	52.137.283	*Due in 2023*
Jatuh tempo pada tahun 2024	1.007.121	483.392	*Due in 2024*
Jatuh tempo pada tahun 2025	21.653.111	20.785.857	*Due in 2025*
Jatuh tempo pada tahun 2026	740.953	-	*Due in 2026*
Jumlah	531.051.518	528.565.016	*Total*
Dikurangi diskonto yang belum diamortisasi	(3.139.712)	(3.563.605)	*Less unamortized discount*
Neto	**527.911.806**	**525.001.411**	***Net***
Dikurangi bagian jangka pendek	45.677.906	77.378.221	*Less current portion*
Bagian jangka panjang	**482.233.900**	**447.623.190**	***Long-term portion***
Obligasi Dolar AS			*US Dollar Bonds*
Jatuh tempo pada tahun 2022	400.000.000	400.000.000	*Due in 2022*
Jatuh tempo pada tahun 2025	500.000.000	500.000.000	*Due in 2025*
Jatuh tempo pada tahun 2026	650.000.000	-	*Due in 2026*
Jumlah	1.550.000.000	900.000.000	*Total*
Dikurangi diskonto yang belum diamortisasi	(44.086.840)	(32.198.932)	*Less unamortized discount*
Neto	**1.505.913.160**	**867.801.068**	***Net***
Dikurangi bagian jangka pendek	-	-	*Less current portion*
Bagian jangka panjang	**1.505.913.160**	**867.801.068**	***Long-term portion***

26. UTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan) / *26. OTHER LONG-TERM DEBTS (continued)*

	2019	2018	
Pinjaman dari Instansi Keuangan Non-bank			*Loans from Non-bank Financial Institutions*
PT Mandiri Tunas Finance	18.651	46.243	*PT Mandiri Tunas Finance*
PT BNI Multifinance	13.802	39.481	*PT BNI Multifinance*
PT Indonesia Infrastructure Finance	-	10.876.320	*PT Indonesia Infrastructure Finance*
Jumlah	**32.453**	**10.962.044**	***Total***
Dikurangi bagian jangka pendek	26.362	54.570	*Less current portion*
Bagian jangka panjang	**6.091**	**10.907.474**	***Long-term portion***

Informasi lain mengenai utang jangka panjang lainnya adalah sebagai berikut:

Further information relating to other long-term debts are as follows:

Utang Jangka Panjang/ ***Long-Term Debt***	**Pokok/** ***Principal***	**Peringkat/** ***Rating***	**Terdaftar/** ***Listed***	**Jatuh Tempo/** ***Maturity***	**Kupon per tahun/** ***Coupon per annum***	**Jaminan/** ***Security***
Perusahaan/*The Company*						
Obligasi Berkelanjutan Rupiah I Tahap II/ *Rupiah Shelf Registered Bonds I Phase II*	Tahap kedua sejumlah Rp1.500.000.000.000 dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$153.846.154/ *Second phase amounting to Rp1,500,000,000,000 and swapped into US$153,846,154*	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : A+ (2017)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	Maret 2018/ *March 2018* Telah dilunasi pada Maret 2018/ *Has been fully repaid in March 2018*	8,85% Terutang setiap kuartal/ *8.85% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*
Obligasi Berkelanjutan Rupiah II Tahap I/ *Rupiah Shelf Registered Bonds II Phase I*	Seri A Rp327.000.000.000 dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$24.866.920/ *Tranche A Rp327,000,000,000 and swapped into US$24,866,920* Seri B Rp923.000.000.000 dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$70.190.114/ *Tranche B Rp923,000,000,000 and swapped into US$70,190,114*	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : A+ (2019)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	Juli 2019/ *July 2019* Telah dilunasi pada Juli 2019/ *Has been fully repaid in July 2019* Juli 2021/ *July 2021*	10,80% Terutang setiap kuartal/ *10.80% Payable quarterly* 11,30% Terutang setiap kuartal/ *11.30% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*
Obligasi Berkelanjutan Rupiah II Tahap II/ *Rupiah Shelf Registered Bonds II Phase II*	Seri A Rp549.000.000.000 dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$42.475.822/ *Tranche A Rp549,000,000,000 and swapped into US$42,475,822* Seri B Rp701.000.000.000 dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$54.235.977/ *Tranche B Rp701,000,000,000 and swapped into US$54,235,977*	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : A+ (2019)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	September 2019/ *September 2019* Telah dilunasi pada September 2019/ *Has been fully repaid in September 2019* September 2021/ *September 2021*	10,80% Terutang setiap kuartal/ *10.80% Payable quarterly* 11,30% Terutang setiap kuartal/ *11.30% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*

26. UTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan) / *26. OTHER LONG-TERM DEBTS (continued)*

Utang Jangka Panjang/ *Long-Term Debt*	Pokok/ *Principal*	Peringkat/ *Rating*	Terdaftar/ *Listed*	Jatuh Tempo/ *Maturity*	Kupon per tahun/ *Coupon per annum*	Jaminan/ *Security*
Perusahaan (lanjutan)/ *The Company (continued)*						
Obligasi Berkelanjutan Rupiah II Tahap III/ *Rupiah Shelf Registered Bonds II Phase III*	Seri A Rp246.000.000.000 dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$18.512.944/ *Tranche A Rp246,000,000,000 and swapped into US$18,512,944*	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : A+ (2019)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	Desember 2019/ *December 2019* Telah dilunasi pada Desember 2019/ *Has been fully repaid in December 2019*	10,80% Terutang setiap kuartal/ *10.80% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*
	Seri B Rp5.000.000.000/ *Tranche B Rp5,000,000,000*			Desember 2021/ *December 2021*	11,30% Terutang setiap kuartal/ *11.30% Payable quarterly*	
	Seri C Rp23.000.000.000/ *Tranche C Rp23,000,000,000*			Desember 2023/ *December 2023*	11,80% Terutang setiap kuartal/ *11.80% Payable quarterly*	
Obligasi Berkelanjutan Rupiah II Tahap IV/ *Rupiah Shelf Registered Bonds II Phase IV*	Seri A Rp380.000.000.000 dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$28.539.241/ *Tranche A Rp380,000,000,000 and swapped into US$28,539,241*	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : A+ (2019)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	Maret 2020/ *March 2020*	10,80% Terutang setiap kuartal/ *10.80% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*
	Seri B Rp1.000.000.000/ *Tranche B Rp1,000,000,000*			Maret 2022/ *March 2022*	11,30% Terutang setiap kuartal/ *11.30% Payable quarterly*	
	Seri C Rp7.000.000.000/ *Tranche C Rp7,000,000,000*			Maret 2024/ *March 2024*	11,80% Terutang setiap kuartal/ *11.80% Payable quarterly*	
Obligasi Berkelanjutan Rupiah II Tahap V/ *Rupiah Shelf Registered Bonds II Phase V*	Seri A Rp248.500.000.000 dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$18.698.269/ *Tranche A Rp248,500,000,000 and swapped into US$18,698,269*	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : A+ (2019)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	Juni 2018/ *June 2018* Telah dilunasi pada Juni 2018/ *Has been fully repaid in June 2018*	8,75% Terutang setiap kuartal/ *8.75% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*
	Seri B Rp269.500.000.000 dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$20.278.405/ *Tranche B Rp269,500,000,000 and swapped into US$20,278,405*			Juni 2020/ *June 2020*	10,80% Terutang setiap kuartal/ *10.80% Payable quarterly*	
	Seri C Rp753.500.000.000 dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$56.696.764/ *Tranche C Rp753,500,000,000 and swapped into US$56,696,764*			Juni 2022/ *June 2022*	11,30% Terutang setiap kuartal/ *11.30% Payable quarterly*	

26. UTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan) / *26. OTHER LONG-TERM DEBTS (continued)*

Utang Jangka Panjang/ *Long-Term Debt*	Pokok/ *Principal*	Peringkat/ *Rating*	Terdaftar/ *Listed*	Jatuh Tempo/ *Maturity*	Kupon per tahun/ *Coupon per annum*	Jaminan/ *Security*
Perusahaan (lanjutan)/ *The Company (continued)*						
Obligasi Berkelanjutan Rupiah II Tahap VI/ *Rupiah Shelf Registered Bonds II Phase VI*	Seri A Rp415.000.000.000 dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$31.109.445/ *Tranche A Rp415,000,000,000 and swapped into US$31,109,445* Seri B Rp151.500.000.000 dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$11.356.822/ *Tranche B Rp151,500,000,000 and swapped into US$11,356,822*	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : A+ (2019)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	Maret 2021/ *March 2021* September 2022/ *September 2022*	10,30% Terutang setiap kuartal/ *10.30% Payable quarterly* 10,80% Terutang setiap kuartal/ *10.80% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*
Obligasi Berkelanjutan Rupiah III Tahap I/ *Rupiah Shelf Registered Bonds III Phase I*	Seri A Rp282.500.000.000/ dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$20.537.986/ *Tranche A Rp282,500,000,000 and swapped into US$20,537,986* Seri B Rp217.500.000.000/ dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$15.812.432/ *Tranche B Rp217,500,000,000 and swapped into US$15,812,432*	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : A+ (2019)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	Maret 2021/ *March 2021* Maret 2023/ *March 2023*	8,75% Terutang setiap kuartal/ *8.75% Payable quarterly* 9,15% Terutang setiap kuartal/ *9.15% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*
Obligasi Berkelanjutan Rupiah III Tahap II/ *Rupiah Shelf Registered Bonds III Phase II*	Seri A Rp1.155.150.000.000/ dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$77.329.629/ *Tranche A Rp1,155,150,000,000 and swapped into US$77.329.629* Seri B Rp47.500.000.000/ dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$3.179.810/ *Tranche B Rp47,500,000,000 and swapped into US$3,179,810*	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : A+ (2019)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	September 2021/ *September 2021* September 2023/ *September 2023*	10,0% Terutang setiap kuartal/ *10.0% Payable quarterly* 10,75% Terutang setiap kuartal/ *10.75% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*
Wesel Jangka Menengah IV/ *Medium Term Note IV*	Rp1.000.000.000.000 dilanjutkan dengan transaksi *swap* menjadi AS$81.833.061/ *Rp1,000,000,000,000 and swapped into US$81,833,061*	*Non-rated*	-	Oktober 2018/ *October 2018* Telah dilunasi pada Oktober 2018/ *Has been fully repaid in October 2018*	11,2% Terutang setiap kuartal/ *11.2% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*
Wesel Jangka Menengah V/ *Medium Term Note V*	AS$55.000.000/ *US$55,000,000*	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : A+ (2019)	-	November 2019/ *November 2019* Telah dilunasi pada November 2019/ *Has been fully repaid in November 2019*	5,2% Terutang setiap kuartal/ *5.2% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*
Wesel Jangka Menengah VI/ *Medium Term Note VI*	AS$67.150.000/ *US$67,150,000*	*Non-rated*	-	Oktober 2021/ *October 2021*	5,75% Terutang setiap kuartal/ *5.75% Payable Quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*

26. UTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan) / *26. OTHER LONG-TERM DEBTS (continued)*

Utang Jangka Panjang/ *Long-Term Debt*	Pokok/ *Principal*	Peringkat/ *Rating*	Terdaftar/ *Listed*	Jatuh Tempo/ *Maturity*	Kupon per tahun/ *Coupon per annum*	Jaminan/ *Security*
Medco Power Indonesia						
Obligasi Rupiah I/ *Rupiah Shelf Registered Bonds I*	Seri A Rp279.000.000.000/ *Tranche A Rp279,000,000,000*	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : A (2019)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	Juli 2021/ *July 2021*	9,75% Terutang setiap kuartal/ *9.75% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*
	Seri B Rp63.000.000.000/ *Tranche B Rp63,000,000,000*			Juli 2023/ *July 2023*	10,25% Terutang setiap kuartal/ *10.25% Payable quarterly*	
	Seri C Rp258.000.000.000/ *Tranche C Rp258,000,000,000*			Juli 2025/ *July 2025*	10,75% Terutang setiap kuartal/ *10.75% Payable quarterly*	
Sukuk Wakalah Rupiah I/ *Rupiah Sukuk Wakalah I*	Seri A Rp153.000.000.000/ *Tranche A Rp153,000,000,000*	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : A (sy) (2019)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	Juli 2021/ *July 2021*	9,75% Terutang setiap kuartal/ *9.75% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*
	Seri B Rp404.000.000.000/ *Tranche B Rp404,000,000,000*			Juli 2023/ *July 2023*	10,25% Terutang setiap kuartal/ *10.25% Payable quarterly*	
	Seri C Rp43.000.000.000/ *Tranche C Rp43,000,000,000*			Juli 2025/ *July 2025*	10,75% Terutang setiap kuartal/ *10.75% Payable quarterly*	
Sukuk Wakalah Rupiah II/ *Rupiah Sukuk Wakalah II*	Seri A Rp832.700.000.000/ *Tranche A Rp832,700,000,000*	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : A (sy) (2019)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	Mei 2022/ *May 2022*	10,00% Terutang setiap kuartal/ *10.00% Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *These bonds are unsecured.*
	Seri B Rp7.000.000.000/ *Tranche B Rp7,000,000,000*			Mei 2024/ *May 2024*	10,55% Terutang setiap kuartal/ *10.55% Payable quarterly*	
	Seri C Rp10.300.000.000/ *Tranche C Rp10,300,000,000*			Mei 2026/ *May 2026*	11,10% Terutang setiap kuartal/ *11.10% Payable quarterly*	

26. UTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan) / *26. OTHER LONG-TERM DEBTS (continued)*

Utang Jangka Panjang/ *Long-Term Debt*	Pokok/ *Principal*	Peringkat/ *Rating*	Terdaftar/ *Listed*	Jatuh Tempo/ *Maturity*	Kupon per tahun/ *Coupon per annum*	Jaminan/ *Security*
Medco Strait Services Pte Ltd						
Obligasi Dolar AS/ *US Dollar Bonds*	AS$400.000.000/ *US$400,000,000*	Moody's Investor Service : B2 (2019) Fitch Ratings : B+ (2019) Standard & Poor's Rating Services : B (2019)	Singapore Exchange Trading Limited	Agustus 2022/ *August 2022*	8,50% Terutang setiap setengah tahun/ *8.50% Payable semi-annually*	Obligasi ini dijamin tanpa syarat oleh Perusahaan dan entitas anak tertentu/ *These bonds are unconditionally guaranteed by the Company and certain subsidiaries.*
Medco Platinum Road Pte Ltd						
Obligasi Dolar AS/ *US Dollar Bonds*	AS$500.000.000/ *US$500,000,000*	Moody's Investor Service : B2 (2019) Fitch Ratings : B+ (2019) Standard & Poor's Rating Services : B (2019)	Singapore Exchange Trading Limited	Januari 2025/ *January 2025*	6,75% Terutang setiap setengah tahun/ *6.75% Payable semi-annually*	Obligasi ini dijamin tanpa syarat oleh Perusahaan dan entitas anak tertentu/ *These bonds are unconditionally guaranteed by the Company and certain subsidiaries.*
Medco Oak Tree Pte Ltd						
Obligasi Dolar AS/ *US Dollar Bonds*	AS$650.000.000/ *US$650,000,000*	Moody's Investor Service : B2 (2019) Fitch Ratings : B+ (2019) Standard & Poor's Rating Services : B (2019)	Singapore Exchange Trading Limited	Mei 2026/ *May 2026*	7,375% Terutang setiap setengah tahun/ *7.375% Payable semi-annually*	Obligasi ini dijamin tanpa syarat oleh Perusahaan dan entitas anak tertentu/ *These bonds are unconditionally guaranteed by the Company and certain subsidiaries.*

26. UTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan) / *26. OTHER LONG-TERM DEBTS (continued)*

Kreditur/*Lenders*	Tanggal efektif pinjaman/ *Loan effectivity date*	Jadwal pelunasan/ *Repayment schedule*	Jaminan/*Security*
Perusahaan/*The Company*			
PT Indonesia Infrastructure Finance ("IIF") Fasilitas Kredit / *Credit Facility*	April 2017/ *April 2017*	April 2020/ *April 2020* Fasilitas ini telah dilunasi seluruhnya pada Desember 2019/ *This facility has been fully repaid in December 2019*	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus/ *This facility is unsecured.*
PT Mitra Energi Batam ("MEB")			
PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) ("SMI") Fasilitas Kredit Investasi/ *Investment Credit Facility*	Januari 2015/ *January 2015*	Januari 2027/ *January 2027* Fasilitas ini telah dilunasi seluruhnya pada September 2018/ *This facility has been fully repaid in September 2018*	Fasilitas ini dijamin dengan aset tetap sewa guna usaha, hak atas piutang Proyek Gas Turbine Generator, saham MEB, hak atas asuransi proyek, dan semua rekening bank yang menjadi jaminan yang terkait dengan proyek tersebut/ *This facility is collateralized by MEB's property, plant and equipment under an arrangement containing a lease, rights over receivables on the GTG Project, shares of MEB, rights over project insurance, and all secured bank accounts related to the project.*
PT TJB Power Services			
PT Mandiri Tunas Finance Fasilitas Kredit Pembiayaan Konsumen/ *Consumer Credit Facility*	Maret 2017/ *March 2017*	Februari 2020/ *February 2020*	Fasilitas ini dijamin dengan kendaraan yang diperoleh/ *This facility is collateralized by acquired vehicles.*
PT BNI Multifinance Fasilitas Kredit Pembiayaan Konsumen/ *Consumer Credit Facility*	Oktober 2017/ *October 2017*	September 2020/ *September 2020*	Fasilitas ini dijamin dengan kendaraan yang diperoleh/ *This facility is collateralized by acquired vehicles.*
PT Mandiri Tunas Finance Fasilitas Kredit Pembiayaan Konsumen/ *Consumer Credit Facility*	Agustus 2018/ *August 2018*	Juli 2021/ *July 2021*	Fasilitas ini dijamin dengan kendaraan yang diperoleh/ *This facility is collateralized by acquired vehicles.*

26. UTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

Berdasarkan syarat-syarat dan kondisi-kondisi dari perjanjian sehubungan dengan kewajiban jangka panjang tersebut, Grup harus mematuhi pembatasan tertentu, antara lain memperoleh persetujuan dari pemberi pinjaman/wali amanat yang ditunjuk sebelum melakukan tindakan-tindakan seperti: merger atau akuisisi, mengurangi modal dasar, diterbitkan dan disetor penuh dari modal saham Perusahaan, mengubah bisnis utama Perusahaan; pembatasan atas pemberian pinjaman kepada pihak ketiga, menjaminkan dan mengalihkan aset Perusahaan, menerbitkan obligasi senior, mengajukan permintaan bangkrut atau penundaan pembayaran pinjaman sebelum pembayaran pokok dan bunga obligasi, mengumumkan dan membayar dividen melebihi persentase tertentu dari laba neto konsolidasian dan harus memenuhi rasio keuangan tertentu.

a. Pembatasan-pembatasan atas Pinjaman

Pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, manajemen berpendapat, bahwa Grup mematuhi pembatasan atas semua liabilitas jangka panjang.

Manajemen menyatakan bahwa selama periode pelaporan dan pada tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasian, Grup tidak pernah mengalami kondisi gagal bayar atas obligasi yang telah jatuh tempo.

Pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, Grup telah memenuhi semua rasio keuangan yang dipersyaratkan dalam perjanjian.

b. Wali Amanat

Grup telah menunjuk Wali Amanat sebagai perantara antara Grup dengan Pemegang Obligasi. Adapun Wali Amanat untuk Obligasi Berkelanjutan Rupiah I Tahap II, Obligasi Berkelanjutan Rupiah II Tahap I, II, III, IV, V dan VI dan Obligasi Berkelanjutan Rupiah III Tahap I adalah PT Bank Mega Tbk, untuk Obligasi Berkelanjutan Rupiah III Tahap II adalah PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk. Grup juga telah menunjuk Bank of New York Mellon Corporation sebagai Wali Amanat untuk Program *Multicurrency Medium Term Notes* (MTN) dan Obligasi Dolar AS. Adapun untuk Obligasi Rupiah I dan Sukuk Wakalah Rupiah I dan II PT Medco Power Indonesia, Grup telah menunjuk PT Bank Mega Tbk sebagai Wali Amanat.

26. OTHER LONG-TERM DEBTS (continued)

Under the terms and conditions of these long-term obligations, the Group is subject to various covenants, among others, obtaining approval from the lenders/designated trustees prior to undertaking certain actions such as: mergers or acquisitions, reducing the authorized, issued and fully paid capital stock of the Company, changing the main business activities of the Company; restrictions on granting loans to third parties, pledging and transferring the Company's assets, issuing senior debt, filing for bankruptcy or delaying loan payments prior to the payment of bond interest and principal and declaring and paying dividends in excess of a certain percentage of consolidated net income and requirement to comply with certain financial ratios.

a. Debt Covenants

As of December 31, 2019 and 2018, in management's opinion, the Group is in compliance with the covenants of all long-term obligations.

Management represented that during the reporting periods and as of the completion date of the consolidated financial statements, the Group has never defaulted on paying its maturing bonds.

As of December 31, 2019 and 2018, the Group has complied with all financial ratios required to be maintained under the agreements.

b. Trustees

The Group engaged Trustees to act as the intermediaries between the Group and the Bondholders. The Trustee for Shelf Registered Rupiah Bonds I Phase II, Shelf Registered Rupiah Bonds II Phase I, II, III, IV, V and VI and Shelf Registered Rupiah Bonds III Phase I is PT Bank Mega Tbk, for Shelf Registered Rupiah Bonds III Phase II is PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk. The Group has also appointed Bank of New York Mellon Corporation to act as Trustee for its Multicurrency Medium Term Notes (MTN) Programme and US Dollar Bonds. For Shelf Registered Rupiah Bonds I and Rupiah Sukuk Wakalah I and II of PT Medco Power Indonesia, the Group has appointed PT Bank Mega Tbk to act as Trustee.

26. UTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

c. Lain-lain

Pada tanggal 30 Januari 2018, Medco Platinum Road Pte Ltd, entitas anak yang dimiliki sepenuhnya oleh MSS, menerbitkan *senior notes* sebesar AS$500.000.000 yang akan jatuh tempo pada tahun 2025, dengan kupon sebesar 6,75% per tahun, yang dijamin tanpa syarat dan tidak dapat dibatalkan oleh Perusahaan dan entitas anak tertentu.

Senior notes ini akan jatuh tempo pada tanggal 30 Januari 2025 dan bunganya akan mulai dicatat dari tanggal 30 Januari 2018 dan terutang setiap tengah tahun mulai tanggal 30 Juli 2018. *Senior notes* ini terdaftar pada Singapore Exchange Securities Trading Limited dan dana hasil penerbitan *senior notes* ini telah digunakan untuk pelunasan seluruh pinjaman ke PT Bank Mandiri (Persero) Tbk untuk fasilitas kredit PTK IV dan V, sebagian pinjaman ke PT Bank Mandiri (Persero) Tbk untuk fasilitas kredit PTK VI dan PUB I Tahap II. Dana hasil penerbitan *senior notes* ini juga digunakan untuk melunasi utang obligasi PUB II tahap I Seri A, PUB II tahap II Seri A, dan PUB II tahap III Seri A dan MTN V.

Pada tanggal 14 Maret 2018, Perusahaan melakukan pelunasan PUB Tahap II sebesar Rp1.500.000.000.000.

Pada tanggal 29 Maret 2018, Perusahaan menerbitkan Obligasi Berkelanjutan Rupiah III Tahun 2018 dengan jumlah maksimal sebesar Rp5.000.000.000.000 (“PUB III”) dengan penerbitan tahap I sebesar Rp500.000.000.000 (“PUB III Tahap I”) yang dibagi dalam dua seri yaitu:

- Seri A sebesar Rp282.500.000.000 dengan tenor 3 tahun;
- Seri B sebesar Rp217.500.000.000 dengan tenor 5 tahun.

26. OTHER LONG-TERM DEBTS (continued)

c. Others

On January 30, 2018, Medco Platinum Road Pte Ltd, a wholly-owned subsidiary of MSS, issued a US$500,000,000 senior notes due in 2025, with coupon rate of 6.75% per annum, which are unconditionally and irrevocably guaranteed by the Company and certain subsidiaries.

The senior notes will mature on January 30, 2025, and interest will accrue from January 30, 2018 payable semi-annually in arrears commencing on July 30, 2018. The senior notes are listed on the Singapore Exchange Securities Trading Limited, and its proceeds were used for full repayment of loans to PT Bank Mandiri (Persero) Tbk PTK IV and V, partial repayment of loan to PT Bank Mandiri (Persero) Tbk PTK VI and PUB I Phase II. Its proceeds also were used for repayment of bonds payable of PUB II phase I Tranche A, PUB II phase II Tranche A, and PUB II phase III Tranche A and MTN V.

On March 14, 2018, the Company has paid PUB Phase II amounting to Rp1,500,000,000,000.

On March 29, 2018, the Company has issued Shelf Registered Rupiah Bond III Year 2018 with maximum amount of Rp5,000,000,000,000 (“PUB III”) with issuance of the first phase amounting to Rp500,000,000,000 (“PUB III Phase I”) which consists of two tranches:

- *Tranche A amounting to Rp282,500,000,000 with 3-year tenor;*
- *Tranche B amounting to Rp217,500,000,000 with 5-year tenor.*

26. UTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

c. Lain-lain (lanjutan)

Dana hasil emisi PUB III Tahap I ini telah digunakan untuk pelunasan sebagian fasilitas kredit dari PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk dan PTK VIII dari PT Bank Mandiri (Persero) Tbk.

Pada tanggal 30 April 2018 dan 4 Juni 2018, Perusahaan menandatangani Perjanjian Amandemen II dan III dengan PT Indonesia Infrastructure Finance (IIF). Perusahaan melakukan penarikan kedua sebesar Rp40.000.000.000 pada tanggal 4 Mei 2018 dan penarikan ketiga sebesar Rp47.500.000.000 pada tanggal 22 Juni 2018. Pada tanggal 30 Desember 2019, Perusahaan melakukan pelunasan seluruh fasilitas kredit yang belum dibayar dari PT Indonesia Infrastructure Finance sebesar Rp157.500.000.000.

Pada tanggal 24 Juni 2018, Perusahaan telah melunasi Obligasi Berkelanjutan Rupiah II Tahap V Seri A sebesar Rp248.500.000.000.

Pada tanggal 4 Juli 2018, PT Medco Power Indonesia ("MPI") menerbitkan Obligasi Rupiah I dan Sukuk Wakalah I Tahun 2018 dengan penerbitan sebesar Rp1.200.000.000.000, yang masing-masing dibagi dalam tiga seri yaitu:

Obligasi Rupiah I:
- Seri A sebesar Rp279.000.000.000 dengan tenor 3 tahun;
- Seri B sebesar Rp63.000.000.000 dengan tenor 5 tahun;
- Seri C sebesar Rp258.000.000.000 dengan tenor 7 tahun.

Sukuk Wakalah Rupiah I:
- Seri A sebesar Rp153.000.000.000 dengan tenor 3 tahun;
- Seri B sebesar Rp404.000.000.000 dengan tenor 5 tahun;
- Seri C sebesar Rp43.000.000.000 dengan tenor 7 tahun.

26. OTHER LONG-TERM DEBTS (continued)

c. Others (continued)

The proceeds from the issuance of the PUB III Phase I were used for partial repayment credit facilities of PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk and PTK VIII from PT Bank Mandiri (Persero) Tbk.

On April 30, 2018 and June 4, 2018, the Company signed Amendment Agreement II and III with PT Indonesia Infrastructure Finance (IIF). The Company has made second drawdown amounting to Rp40,000,000,000 on May 4, 2018 and third drawdown of Rp47,500,000,000 on June 22, 2018. On December 30, 2019, the Company has fully settled outstanding credit facility from PT Indonesia Infrastructure Finance amounting to Rp157,500,000,000.

On June 24, 2018, the Company has fully repaid Rupiah Shelf Registered Bonds II Phase V Tranche A amounting to Rp248,500,000,000.

On July 4, 2018, PT Medco Power Indonesia ("MPI") has issued Rupiah Bond I and Sukuk Wakalah I Year 2018 with issuance amounting to Rp1,200,000,000,000, each consists of three tranches as follows:

Rupiah Bond I:
- *Tranche A amounting to Rp279,000,000,000 with 3-year tenor;*
- *Tranche B amounting to Rp63,000,000,000 with 5-year tenor;*
- *Tranche C amounting to Rp258,000,000,000 with 7-year tenor.*

Sukuk Wakalah Rupiah I:
- *Tranche A amounting to Rp153,000,000,000 with 3-year tenor;*
- *Tranche B amounting to Rp404,000,000,000 with 5-year tenor;*
- *Tranche C amounting to Rp43,000,000,000 with 7-year tenor.*

26. UTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

c. Lain-lain (lanjutan)

Dana hasil emisi Obligasi Rupiah I dan Sukuk Wakalah Rupiah I ini digunakan untuk pelunasan seluruh fasilitas kredit dari PT Bank Muamalat Indonesia Tbk, Sindikasi PT Bank Syariah Mandiri dan PT Bank Muamalat Indonesia Tbk, Lembaga Pembiayaan Ekspor Indonesia dan PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) serta akan digunakan untuk belanja modal.

Pada tanggal 14 September 2018, PT Mitra Energi Batam ("MEB") telah melunasi seluruh pinjaman dari PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero).

Pada tanggal 28 September 2018, Perusahaan menerbitkan PUB III dengan penerbitan Tahap II sebesar Rp1.202.650.000.000 ("PUB III Tahap II") yang dibagi dalam dua seri yaitu:

- Seri A sebesar Rp1.155.150.000.000 dengan tenor 3 tahun;
- Seri B sebesar Rp47.500.000.000 dengan tenor 5 tahun.

Dana hasil emisi PUB III Tahap II ini telah digunakan untuk pelunasan seluruh fasilitas kredit dari PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk dan pelunasan sebagian fasilitas kredit PTK VIII dari PT Bank Mandiri (Persero) Tbk.

Pada tanggal 5 Oktober 2018, Perusahaan menerbitkan Wesel Jangka Menengah VI sebesar AS$67.150.000 dengan tenor 3 tahun sejak tanggal penerbitan. Dana hasil emisi Wesel Jangka menengah VI ini telah digunakan untuk pelunasan seluruh utang Wesel Jangka Menengah IV.

Pada tanggal 8 Oktober 2018, Perusahaan telah melunasi MTN IV sebesar Rp1.000.000.000.000. Secara bersamaan, transaksi *swap* atas nilai tukar ("CCS") untuk MTN IV telah diakhiri.

26. OTHER LONG-TERM DEBTS (continued)

c. Others (continued)

The proceeds from the issuance of the Rupiah Bond I and Sukuk Wakalah I were used for repayment of all credit facilities from PT Bank Muamalat Indonesia Tbk, Syndication of PT Bank Syariah Mandiri and PT Bank Muamalat Indonesia Tbk, Lembaga Pembiayaan Ekspor Indonesia and PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) and also used for capital expenditures.

On September 14, 2018, PT Mitra Energi Batam ("MEB") has fully settled the loan from PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero).

On September 28, 2018, the Company has issued PUB III with issuance Phase II amounting to Rp1,202,650,000,000 ("PUB III Phase II") which consists of two tranches:

- *Tranche A amounts to Rp1,155,150,000,000 with 3-year tenor;*
- *Tranche B amounts to Rp47,500,000,000 with 5-year tenor.*

The proceeds from the issuance of the PUB III Phase II were used for full repayment of credit facility from PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk and partial repayment of PTK VIII credit facility from PT Bank Mandiri (Persero) Tbk.

On October 5, 2018, the Company issued Medium Term Notes VI amounting to US$67,150,000 with tenor of 3 years since the issuance date. The proceeds from the issuance of Medium Term Notes VI were used for full repayment of Medium Term Notes IV.

On October 8, 2018, the Company has fully repaid MTN IV amounting to Rp1,000,000,000,000. Concurrently, the Cross Currency Swap Transaction ("CCS") for the MTN IV has been terminated.

26. UTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

c. Lain-lain (lanjutan)

Pada tanggal 14 Mei 2019, Medco Oak Tree Pte Ltd, Entitas Anak yang dimiliki sepenuhnya secara tidak langsung, menerbitkan *senior notes* sebesar AS$650.000.000 yang akan jatuh tempo pada tahun 2026, dengan kupon sebesar 7,375% per tahun, yang tidak dapat dibatalkan dan dijamin tanpa syarat oleh Perusahaan dan entitas anak tertentu.

Senior notes ini akan jatuh tempo pada tanggal 14 Mei 2026 dan bunganya akan mulai dicatat dari tanggal 14 Mei 2019 dan terutang setiap tengah tahun mulai tanggal 14 November 2019. *Senior notes* ini terdaftar pada Singapore Exchange Securities Trading Limited dan dana hasil penerbitan *senior notes* ini telah digunakan untuk pendanaan akuisisi saham Ophir Energy Ltd dan pendanaan kembali utang Grup.

Pada tanggal 23 Mei 2019, MPI menerbitkan Sukuk Wakalah II Tahun 2019 dengan penerbitan sebesar Rp850.000.000.000, yang masing-masing dibagi dalam tiga seri yaitu:

Sukuk Wakalah Rupiah II:
- Seri A sebesar Rp832.700.000.000 dengan tenor 3 tahun;
- Seri B sebesar Rp7.000.000.000 dengan tenor 5 tahun;
- Seri C sebesar Rp10.300.000.000 dengan tenor 7 tahun.

Dana hasil emisi Sukuk Wakalah Rupiah II ini digunakan untuk pelunasan sebagian fasilitas kredit dari ING Bank N.V. serta digunakan untuk belanja modal proyek Ijen.

Pada tanggal 11 November 2019, Perusahaan melakukan pelunasan seluruh Wesel Jangka Menengah V sebesar AS$55.000.000.

Pada tanggal 20 Desember 2019, Perusahaan melakukan pelunasan pokok Obligasi Berkelanjutan Rupiah II Tahap III Seri A sebesar Rp246.000.000.000.

26. OTHER LONG-TERM DEBTS (continued)

c. Others (continued)

On May 14, 2019, Medco Oak Tree Pte Ltd, a wholly owned indirect Subsidiary, issued a US$650,000,000 senior notes due in 2026, with coupon rate of 7.375% per annum, which are irrevocably and unconditionally guaranteed by the Company and certain subsidiaries.

The senior notes will mature on May 14, 2026 and its interest will accrue from May 14, 2019 payable semi-annually in arrears commencing on November 14, 2019. The senior notes are listed on the Singapore Exchange Securities Trading Limited, and its proceeds were used to fund the shares acquisition of Ophir Energy Ltd and to refinance the Group indebtedness.

On May 23, 2019, MPI has issued Sukuk Wakalah II Year 2019 with issuance amounting to Rp850,000,000,000, each consists of three tranches as follows:

Sukuk Wakalah Rupiah II:
- *Tranche A amounting to Rp832,700,000,000 with 3-year tenor;*
- *Tranche B amounting to Rp7,000,000,000 with 5-year tenor;*
- *Tranche C amounting to Rp10,300,000,000 with 7-year tenor.*

The proceeds from the issuance of Sukuk Wakalah II were used for partial repayment of credit facilities from ING Bank N.V. and also used for Ijen project capital expenditures.

On November 11, 2019, the Company has fully settled Medium Term Note V amounting to US$55,000,000.

On December 20, 2019, the Company has fully settled Rupiah Shelf Registered Bonds II Phase III Tranche A amounting to Rp246,000,000,000.

27. KEPENTINGAN NONPENGENDALI / *27. NON-CONTROLLING INTERESTS*

Akun ini terdiri dari: / *This account consists of:*

	2019						
	Kepentingan Nonpengendali pada Awal Tahun/ *Non-controlling Interests at Beginning of Year*	Dampak akuisisi entitas anak/ *Effect from acquisition of Subsidiaries*	Bagian atas Jumlah Penghasilan/ (Rugi) Komprehensif pada Tahun Berjalan/ *Share in Total Comprehensive Income (Loss) of the Current Year*	Pembagian Dividen/ *Dividend Distribution*	Setoran Modal/ *Capital Contribution*	Kepentingan Nonpengendali pada Akhir Tahun/ *Non-controlling Interests at End of Year*	
PT Medco Geopower Sarulla (MGeoPS)	102.172.623	-	(1.771.921)	-	-	100.400.702	*PT Medco Geopower Sarulla (MGeoPS)*
PT Medco Ratch Power Riau	1.700.868	-	(3.408.656)	-	19.565.295	17.857.507	*PT Medco Ratch Power Riau*
PT Dalle Energy Batam	10.134.731	-	(180.219)	-	-	9.954.512	*PT Dalle Energy Batam*
PT Medco Energi Menamas	9.873.170	-	27.217	(635.010)	-	9.265.377	*PT Medco Energi Menamas*
PT Medco Cahaya Geothermal	-	-	(412.272)	-	9.336.872	8.924.600	*PT Medco Cahaya Geothermal*
PT Medco General Power Services	4.880.159	-	514.251	-	-	5.394.410	*PT Medco General Power Services*
PT Universal Batam Energy	4.878.804	-	633.665	(750.175)	-	4.762.294	*PT Universal Batam Energy*
PT Multidaya Prima Elektrindo	1.483.774	-	(74.868)	-	-	1.408.906	*PT Multidaya Prima Elektrindo*
Medco Oman LLC	(71.235)	(113.872)	4.036.272	(2.901.000)	-	950.165	*Medco Oman LLC*
PT Medco Power Internasional	31.721.085	(32.031.588)	310.503	-	-	-	*PT. Medco Power Internasional*
Lain-lain	1.287.712	-	(417.545)	-	-	870.167	*Others*
Jumlah	**168.061.691**	**(32.145.460)**	**(743.573)**	**(4.286.185)**	**28.902.167**	**159.788.640**	***Total***

	2018						
	Kepentingan Nonpengendali pada Awal Tahun/ *Non-controlling Interests at Beginning of Year*	Dampak divestasi entitas anak/ *Effect from divestment of a Subsidiary*	Bagian atas Jumlah Penghasilan/ (Rugi) Komprehensif pada Tahun Berjalan/ *Share in Total Comprehensive Income (Loss) of the Current Year*	Pembagian Dividen/ *Dividend Distribution*	Setoran Modal/ *Capital Contribution*	Kepentingan Nonpengendali pada Akhir Tahun/ *Non-controlling Interests at End of Year*	
PT Medco Geopower Sarulla (MGeoPS)	83.253.890	-	14.069.853	-	4.848.880	102.172.623	*PT Medco Geopower Sarulla (MGeoPS)*
PT Medco Power Internasional	31.721.085	-	-	-	-	31.721.085	*PT Medco Power Internasional*
PT Dalle Energy Batam	9.907.689	-	269.878	(42.836)	-	10.134.731	*PT Dalle Energy Batam*
PT Medco Energi Menamas	8.907.764	-	1.462.782	(497.376)	-	9.873.170	*PT Medco Energi Menamas*
PT Medco General Power Services	4.178.460	-	701.699	-	-	4.880.159	*PT Medco General Power Services*
PT Universal Batam Energy	3.462.161	-	1.416.643	-	-	4.878.804	*PT Universal Batam Energy*
PT Medco Ratch Power Riau	(38.937)	-	1.739.805	-	-	1.700.868	*PT Medco Ratch Power Riau*
PT Multidaya Prima Elektrindo	1.384.148	-	99.626	-	-	1.483.774	*PT Multidaya Prima Elektrindo*
PT Meta Adhya Tirta Umbulan (META)	940.777	(7.665.480)	(526.177)	-	7.250.880	-	*PT Meta Adhya Tirta Umbulan (META)*
Medco Oman LLC	315.242	-	5.925.523	(6.312.000)	-	(71.235)	*Medco Oman LLC*
Lain-lain	1.173.042	-	118.192	(3.522)	-	1.287.712	*Others*
Jumlah	**145.205.321**	**(7.665.480)**	**25.277.824**	**(6.855.734)**	**12.099.760**	**168.061.691**	***Total***

27. KEPENTINGAN NONPENGENDALI (lanjutan)

Ekuitas kepemilikan non pengendali atas ekuitas adalah sebagai berikut:

27. NON-CONTROLLING INTERESTS (continued)

The equity interest held by non-controlling interests is as follows:

	2019	2018	
PT Medco Geopower Sarulla	49,00%	49,00%	*PT Medco Geopower Sarulla*
PT Medco Cahaya Geothermal	49,00%	-	*PT Medco Cahaya Geothermal*
PT Medco Ratch Power Riau	49,00%	49,00%	*PT Medco Ratch Power Riau*
PT Universal Batam Energy	30,00%	30,00%	*PT Universal Batam Energy*
Medco Oman LLC	22,00%	32,00%	*Medco Oman LLC*
PT Dalle Energy Batam	20,01%	20,01%	*PT Dalle Energy Batam*
PT Multidaya Prima Elektrindo	15,00%	15,00%	*PT Multidaya Prima Elektrindo*
PT Medco General Power Services	0,10%	0,10%	*PT Medco General Power Services*
PT Medco Energi Menamas	0,01%	0,01%	*PT Medco Energi Menamas*
PT Medco Power Internasional	-	22,32%	*PT Medco Power Internasional*
Lain-Lain:			*Others:*
PT Sangsaka Agro Lestari	30,00%	30,00%	*PT Sangsaka Agro Lestari*
PT Muara Enim Multi Power	20,00%	20,00%	*PT Muara Enim Multi Power*
PT Nawakara Energi Sumpu	20,00%	20,00%	*PT Nawakara Energi Sumpur*
PT Energi Prima Elektrika	7,50%	7,50%	*PT Energi Prima Elektrika*
PT Dalle Panaran	0,99%	0,99%	*PT Dalle Panaran*
PT Medco Power Sumatera	0,40%	0,40%	*PT Medco Power Sumatera*
PT Indo Medco Power	0,02%	0,02%	*PT Indo Medco Power*
PT Medco Geothermal Sarula	0,01%	0,01%	*PT Medco Geothermal Sarulla*
PT Medco Geothermal Indonesia	0,01%	0,01%	*PT Medco Geothermal Indonesia*

PT Medco Geopower Sarulla (“MGeoPS”)

Porsi kepentingan nonpengendali pada MGeoPS adalah sebesar 49%.

Berdasarkan Akta Notaris No. 27 tanggal 7 Juni 2018 oleh Mala Mukti, SH, M.Kn., dimana para pemegang saham PT Medco Geopower Sarulla (“MGeoPS”) menyetujui peningkatan modal ditempatkan dan disetor penuh dari 1.756.065.037 lembar saham menjadi 1.841.361.902 lembar saham melalui penempatan modal saham sebanyak 43.501.401 lembar saham dengan nilai nominal Rp43.501.401.000 (setara dengan AS$5.046.793) oleh PT Medco Power Indonesia dan 41.795.464 lembar saham dengan nilai nominal Rp41.795.464.000 (setara dengan AS$4.848.880) oleh Inpex Geothermal Sarulla Ltd.

Ringkasan informasi keuangan MGeoPS disajikan di bawah ini, sebelum eliminasi antar perusahaan.

PT Medco Geopower Sarulla (“MGeoPS”)

The portion of equity interest held by non-controlling interest in MGeoPS is 49%.

Based on Notarial Deed No. 27 dated June 7, 2018 of Mala Mukti, S.H., M.Kn., whereby the PT Medco Geopower Sarulla’ (“MGeoPS”) shareholders approved the increase in the subscribed and fully paid capital from 1,756,065,037 shares to 1,841,361,902 shares through shares subscription of 43,501,401 shares with nominal value Rp43,501,401,000 (equivalent to US$5,046,793) by PT Medco Power Indonesia and 41,795,464 shares with nominal value Rp41,795,464,000 (equivalent to US$4,848,880) by Inpex Geothermal Sarulla Ltd.

The summarized financial information of MGeoPS is provided below, before intercompany elimination.

27. KEPENTINGAN NONPENGENDALI (lanjutan) / 27. NON-CONTROLLING INTERESTS (continued)

PT Medco Geopower Sarulla ("MGeoPS") (lanjutan) / *PT Medco Geopower Sarulla ("MGeoPS") (continued)*

Ringkasan laporan posisi keuangan / *Summarized statement of financial position*

	2019	2018	
Aset Lancar	146.277.021	153.343.863	*Current Assets*
Aset Tidak Lancar	501.424.690	508.104.208	*Non-current Assets*
Liabilitas Jangka Pendek	39.585.248	41.189.140	*Current Liabilities*
Liabilitas Jangka Panjang	402.901.596	412.055.924	*Non-current Liabilities*

Ringkasan laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain: / *Summarized statement of profit or loss and other comprehensive income:*

	2019	2018	
Pendapatan	62.375.485	85.230.528	*Revenues*
Beban pokok pendapatan	(17.518.714)	(33.796.080)	*Cost of revenues*
Laba kotor	44.856.771	51.434.448	*Gross profit*
Beban penjualan, umum dan administrasi	(11.654.406)	(2.729.428)	*Selling, general and administrative expenses*
Beban pendanaan	(23.936.359)	(25.175.722)	*Finance costs*
Pendapatan bunga	399.699	338.864	*Finance income*
Pendapatan (Beban) lain-lain	1.275.375	(1.947.311)	*Other income (expense)*
LABA SEBELUM BEBAN PAJAK PENGHASILAN	**10.941.080**	**21.920.851**	***PROFIT BEFORE INCOME TAX EXPENSE***
Manfaat (Beban) pajak penghasilan	(4.047.252)	1.102.683	*Income tax benefit (expense)*
LABA TAHUN BERJALAN	**6.893.828**	**23.023.534**	***PROFIT FOR THE YEAR***
Penghasilan komprehensif lain	(9.881.968)	6.476.036	*Other comprehensive income*
JUMLAH PENGHASILAN KOMPREHENSIF TAHUN BERJALAN	**(2.988.140)**	**29.499.570**	***TOTAL COMPREHENSIVE INCOME FOR THE YEAR***
Laba tahun berjalan yang diatribusikan kepada:			*Profit for the year attributable to:*
Pemilik entitas induk	3.515.852	11.742.003	*Equity holders of the parent*
Kepentingan nonpengendali	3.377.976	11.281.531	*Non-controlling interests*
JUMLAH	**6.893.828**	**23.023.534**	***TOTAL***
Laba komprehensif tahun berjalan yang diatribusikan kepada:			*Total comprehensive income for the year attributable to:*
Pemilik entitas induk	(1.523.951)	15.044.781	*Equity holders of the parent*
Kepentingan nonpengendali	(1.464.189)	14.454.789	*Non-controlling interests*
JUMLAH	**(2.988.140)**	**29.499.570**	***TOTAL***

27. KEPENTINGAN NONPENGENDALI (lanjutan)

27. NON-CONTROLLING INTERESTS (continued)

PT Medco Geopower Sarulla ("MGeoPS") (lanjutan)

PT Medco Geopower Sarulla ("MGeoPS") (continued)

Ringkasan laporan arus kas

Summarized statement of cash flows

	2019	2018	
Arus kas diperoleh dari aktivitas operasi	22.796.793	12.462.252	*Cash flows provided by operating activities*
Arus kas digunakan untuk aktivitas investasi	(18.173.605)	(21.080.514)	*Cash flows used in investing activities*
Arus kas diperoleh dari (digunakan untuk) aktivitas pendanaan	(15.391.924)	39.625.403	*Cash flows provided by (used in) financing activities*
Kenaikan (penurunan) neto kas dan setara kas	(10.768.736)	31.007.141	*Net increase (decrease) in cash and cash equivalents*
Kas dan setara kas awal tahun	34.664.912	3.657.771	*Cash and cash equivalents at beginning of year*
Kas dan setara kas akhir tahun	**23.896.176**	**34.664.912**	***Cash and cash equivalents at end of year***

PT Medco Power Internasional dan Entitas Anak ("MPIn")

PT Medco Power Internasional and Subsidiaries ("MPIn")

Pada tanggal 31 Desember 2018, porsi kepentingan non-pengendali pada MPIn adalah sebesar 22,32%.

As of December 31, 2018, the portion of equity interest held by non-controlling interest in MPIn is 22.32%.

Pada tanggal 3 Juli 2019, Grup membeli 225.528 saham yang mewakili 22,32% saham dalam PT Medco Power Internasional ("MPIn") dari International Finance Corporation dengan nilai pembelian sejumlah AS$37.703.058. Dengan transaksi tersebut, MPIn saat ini dimiliki 100% oleh Grup, melalui Perusahaan sejumlah 225.527 saham dan PT Medco Energi Nusantara ("MEN") sejumlah 1 saham. Transaksi pembelian saham MPIn merupakan transaksi penjualan bisnis tanpa efek perubahan pengendalian, sehingga, selisih antara imbalan yang diterima dengan nilai tercatat sebesar AS$5.671.303 sebagai dampak perubahan transaksi ekuitas entitas anak (Catatan 30).

On July 3, 2019, the Group purchased 225,528 shares which represent 22.32% of shares in PT Medco Power Internasional ("MPIn") from International Finance Corporation in the full purchase price of US$37,703,058. Upon such transaction, MPIn is currently 100% owned by the Group, through the Company amounting of 225,527 shares and PT Medco Energi Nusantara ("MEN") amounting of 1 share. The purchase of MPIn shares is considered as business transaction with no effect on control, therefore, the difference between consideration received with carrying value amounting to US$5,671,303 is recognized as part of effect in changes in equity transaction of Subsidiaries (Note 30).

Ringkasan informasi keuangan MPIn disajikan di bawah ini, sebelum eliminasi antar perusahaan.

The summarized financial information of MPIn is provided below, before intercompany elimination.

Ringkasan laporan posisi keuangan

Summarized statement of financial position

	2018	
Aset Lancar	261.713.259	*Current Assets*
Aset Tidak Lancar	808.457.654	*Non-current Assets*
Liabilitas Jangka Pendek	168.581.991	*Current Liabilities*
Liabilitas Jangka Panjang	557.339.882	*Non-current Liabilities*
Kepentingan non-pengendali	228.423.210	*Non-controlling Interest*

27. KEPENTINGAN NONPENGENDALI (lanjutan)

PT Medco Power Internasional dan Entitas Anak ("MPIn") (lanjutan)

Ringkasan laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain

27. *NON-CONTROLLING INTERESTS (continued)*

PT Medco Power Internasional and Subsidiaries ("MPIn") (continued)

Summarized statement of profit or loss and other comprehensive income

	2018	
Pendapatan	244.410.770	*Revenues*
Beban pokok pendapatan	(137.951.176)	*Cost of revenues*
Laba kotor	106.459.594	*Gross profit*
Beban penjualan, umum dan administrasi	(29.530.911)	*Selling, general and administrative expenses*
Pendapatan bunga	6.397.737	*Finance income*
Beban pendanaan	(44.940.466)	*Finance costs*
Beban lain-lain	(5.382.184)	*Other expense*
Pendapatan lain-lain	1.581.761	*Other income*
LABA SEBELUM BEBAN PAJAK PENGHASILAN	**34.585.531**	***PROFIT BEFORE INCOME TAX EXPENSE***
Beban pajak	(3.393.139)	*Tax expense*
LABA TAHUN BERJALAN	**31.192.392**	***PROFIT FOR THE YEAR***
Penghasilan komprehensif lain	4.936.843	*Other comprehensive income*
JUMLAH LABA KOMPREHENSIF TAHUN BERJALAN	**36.129.235**	***TOTAL COMPREHENSIVE INCOME FOR THE YEAR***
Laba tahun berjalan yang diatribusikan kepada:		*Profit for the year attributable to:*
Pemilik entitas induk	7.080.836	*Equity holders of the parent*
Kepentingan nonpengendali	24.111.556	*Non-controlling interests*
JUMLAH	**31.192.392**	***TOTAL***
Laba komprehensif tahun berjalan yang diatribusikan kepada:		*Total comprehensive income for the year attributable to:*
Pemilik entitas induk	6.253.835	*Equity holders of the parent*
Kepentingan nonpengendali	29.875.400	*Non-controlling interests*
JUMLAH	**36.129.235**	***TOTAL***

27. KEPENTINGAN NONPENGENDALI (lanjutan)

PT Medco Power Internasional dan Entitas Anak ("MPIn") (lanjutan)

Ringkasan laporan arus kas

	2018	
Arus kas diperoleh dari aktivitas operasi	55.903.694	Cash flows provided by operating activities
Arus kas digunakan untuk aktivitas investasi	(58.158.570)	Cash flows used in investing activities
Arus kas diperoleh dari aktivitas pendanaan	45.906.928	Cash flows provided by financing activities
Kenaikan neto kas dan setara kas	43.652.052	Net increase in cash and cash equivalents
Kas dan setara kas awal tahun	54.232.762	Cash and cash equivalents at beginning of year
Dampak perubahan selisih kurs	(1.696.454)	Effect of foreing exchange rate changes
Kas dan setara kas akhir tahun	96.188.360	Cash and cash equivalents at end of year

Lain-lain

Pada tahun 2019, beberapa entitas anak entitas anak PT Medco Power Internasional membayarkan dividen hasil kinerja tahun 2018 masing-masing dengan Rp55.000.000.000 dan AS$2.500.000, dimana dividen setara dengan AS$1.399.132 telah dibayarkan kepada pihak nonpengendali.

Pada tanggal 1 Juli 2019, Perjanjian Jual Beli saham PT Medco Cahaya Geothermal ("MCG") antara PT Medco Power Indonesia ("MPI"), PT Medco Geothermal Indonesia ("MGI") dan PT Ormat Geothermal Power telah efektif. Pada Perjanjian tersebut, MPI menjual dan mentransfer 49% dan 2% kepemilikan atas pada MCG kepada PT Ormat Geothermal Power dan MGI. Setelah transaksi ini, MPI masih tetap memiliki pengendalian atas MCG melalui kepemilikannya atas MGI.

Pada tanggal 14 Mei 2019 dan 31 Desember 2019, Medco LLC membayarkan dividen untuk tahun 2019 masing-masing sebesar AS$5.440.000 dan AS$1.209.000, dimana masing-masing sebesar AS$2.560.000 dan AS$341.000 telah dibayarkan kepada pihak nonpengendali.

27. *NON-CONTROLLING INTERESTS (continued)*

PT Medco Power Internasional and Subsidiaries ("MPIn") (continued)

Summarized statement of cash flows

Others

In 2019, certain subsidiaries of PT Medco Power Internasional paid dividends for performance result 2018 amounting to Rp55,000,000,000 and US$2,500,000, whereby dividends equivalent to US$1,399,132 were paid to non-controlling interest.

On July 1, 2019, PT Medco Cahaya Geothermal ("MCG") Shares Sale and Purchase Agreement entered by PT Medco Power Indonesia ("MPI"), PT Medco Geothermal Indonesia ("MGI") and PT Ormat Geothermal Power is effective. Under the agreement, MPI sold and transferred 49% and 2% of its ownership in MCG to PT Ormat Geothermal Power and MGI, respectively. After this transaction, MPI still has control over MCG through its ownership in MGI.

On May 14, 2019 and December 31, 2019, Medco LLC paid dividends for the year 2019 amounting to US$5,440,000 and US$1,209,000, respectively, whereby dividends amounting to US$2,560,000 and US$341,000, respectively, were paid to non-controlling interest.

27. KEPENTINGAN NONPENGENDALI (lanjutan)

Lain-lain (lanjutan)

Pada tanggal 22 Maret 2019, Grup menggunakan *pre-emption right* dan menandatangani *Share Sale and Purchase Agreement* ("SSPA") dengan KEC Gulf Holdings Limited ("KEC") untuk pembelian 10% saham kepemilikan atas entitas anak, Medco LLC ("MLLC") dengan nilai pembelian sebesar AS$4,8 juta. Pada tanggal 10 Juli 2019, transaksi telah selesai setelah mendapatkan persetujuan dari Kementerian Perdagangan dan Industri di Oman. Dengan persetujuan tersebut, Grup melalui anak usaha yang dimiliki sepenuhnya yaitu Medco International Enterprise Limited ("MIEL") memiliki 78% saham pada MLLC. Transaksi pembelian saham MLLC merupakan transaksi penjualan bisnis tanpa efek perubahan pengendalian, sehingga, selisih antara imbalan yang diterima dengan nilai tercatat sebesar AS$4.977.621 sebagai dampak perubahan transaksi ekuitas entitas anak (Catatan 30).

Pada tanggal 1 Desember 2018, PT Medco General Power Services ("MGPS") membayarkan dividen interim untuk tahun 2018 sebesar Rp51.000.000.000, dimana sebesar Rp51.000.000 (setara dengan AS$3.522) telah dibayarkan kepada pihak nonpengendali.

Pada tanggal 28 November 2018, PT Meta Adhya Tirta Umbulan ("META") menandatangani Perjanjian Pemberesan Utang dalam Rangka Konversi Saham dengan PT Bangun Cipta Kontraktor ("BCP") yang telah disahkan dalam Akta Notaris No. 9 tanggal 19 Desember 2018 oleh Vidhya Shah, S.H. Dalam perjanjian tersebut, META dan BCP menyetujui untuk mengonversi utang META kepada BCP sebesar Rp105 miliar atau setara dengan AS$7.250.880 menjadi 1.050 lembar saham META. Pada tanggal 28 Desember 2018, Perusahan telah melepaskan kepemilikan atas PT Medco Infrasturktur Indonesia ("MII"), entitas induk langsung dari META (Catatan 36).

Pada tanggal 1 November 2018, Medco LLC membayarkan dividen untuk tahun 2018 sebesar AS$6.000.000, dimana sebesar AS$1.920.000 telah dibayarkan kepada pihak nonpengendali.

Pada tanggal 31 Juli 2018, PT Mitra Energi Batam (MEB) membayarkan dividen interim untuk tahun 2018 sebesar Rp20.000.000.000, dimana sebesar Rp7.200.000.000 (setara dengan AS$497.376) telah dibayarkan kepada pihak nonpengendali.

27. NON-CONTROLLING INTERESTS (continued)

Others (continued)

On March 22, 2019, the Group exercised its pre-emption right and signed a Share Sale and Purchase Agreement ("SSPA") with KEC Gulf Holdings Limited ("KEC"), to acquire 10% share ownership of its subsidiary, Medco LLC ("MLLC") with purchase price of US$4.8 million. On July 10, 2019, the transaction is completed upon the approval from the Ministry of Commerce and Industry in Oman. Upon such approval, the Group through its wholly owned subsidiary, Medco International Enterprise Limited ("MIEL") has 78% shares in MLLC. The purchase of MLLC shares is considered as business transaction with no effect on control, therefore, the difference between consideration received with carrying value amounting to US$4,977,621 is recognized as part of effect in changes in equity transaction of Subsidiaries (Note 30).

On December 1, 2018, PT Medco General Power Services ("MGPS") paid interim dividends for the year 2018 amounting to Rp51,000,000,000, wherein dividends amounting to Rp51,000,000 (equivalent to US$3,522) was paid to non-controlling interest.

On November 28, 2018, PT Meta Adhya Tirta Umbulan ("META") signed Debt to Equity Conversion Agreement with PT Bangun Cipta Kontraktor ("BCP") which has been ratified based on Notarial Deed No. 9 dated December 19, 2018 of Vidhya Shah, S.H. On the agreement, META and BCP agreed to convert META's debt to BCP amounting to Rp105 billion or equivalent to US$7,250,880 into 1,050 shares in META. On December 28, 2018, the Company has divested its ownership in PT Medco Infrastruktur Indonesia ("MII"), the direct parent of META (Note 36).

On November 1, 2018, Medco LLC paid dividends for the year 2018 amounting to US$6,000,000, whereby dividends amounting to US$1,920,000 were paid to non-controlling interest.

On July 31, 2018, PT Mitra Energi Batam (MEB) paid interim dividends for the year 2018 amounting to Rp20,000,000,000, whereby dividends amounting to Rp7,200,000,000 (equivalent to US$497,376) were paid to non-controlling interest.

27. KEPENTINGAN NONPENGENDALI (lanjutan)

Lain-lain (lanjutan)

Pada tanggal 26 Juli 2018, PT Dalle Energy Batam ("DEB") membayarkan dividen interim untuk tahun 2018 sebesar Rp3.100.000.000, dimana sebesar Rp620.310.000 (setara dengan AS$42.836) telah dibayarkan kepada pihak nonpengendali.

Pada tanggal 25 April 2018 dan 29 November 2018, Medco LLC membayarkan dividen untuk tahun 2017 masing-masing sebesar AS$9.000.000 dan AS$4.725.000, dimana masing-masing sebesar AS$2.880.000 dan AS$1.512.000 telah dibayarkan kepada pihak nonpengendali.

27. NON-CONTROLLING INTERESTS (continued)

Others (continued)

On July 26, 2018, PT Dalle Energy Batam ("DEB") paid interim dividends for the year 2018 amounting to Rp3,100,000,000, whereby dividends amounting to Rp620,310,000 (equivalent to US$42,836) was paid to non-controlling interest.

On April 25, 2018 and November 29, 2018, Medco LLC paid dividends for the year 2017 amounting to US$9,000,000 and US$4,725,000, respectively, whereby dividends amounting to US$2,880,000 and US$1,512,000, respectively, were paid to non-controlling interest.

28. MODAL SAHAM / *28. CAPITAL STOCK*

	2019			
	Jumlah Saham/ *Number of Shares*	Persentase Kepemilikan/ *Percentage of Ownership*	Jumlah/*Amount*	
Pemegang Saham/*Shareholders*			**Rp'000**	**AS$/*US$***
PT Medco Daya Abadi Lestari	8.959.891.262	50,28%	223.997.282	55.075.256
Diamond Bridge Pte Ltd	3.830.690.801	21,49%	95.767.270	23.546.745
PT Medco Duta	33.244.500	0,19%	831.113	204.891
PT Multifabrindo Gemilang	8.000.000	0,04%	200.000	49.290
Dewan Komisaris/*Board of Commissioners*				
Muhammad Lutfi	5.502.333	0,03%	137.558	33.662
Yani Yuhani Panigoro	4.889.866	0,03%	122.247	29.915
Yaser Raimi A Panigoro	210.833	0,00%	5.271	1.290
Direksi/*Board of Directors*				
Roberto Lorato	94.500.400	0,53%	2.362.510	578.125
Ronald Gunawan	50.451.366	0,28%	1.261.284	308.646
Amri Siahaan	40.685.899	0,23%	1.017.147	248.904
Anthony Robert Mathias	36.955.766	0,21%	923.894	226.084
Hilmi Panigoro	15.483.633	0,09%	387.091	94.724
Masyarakat (masing-masing di bawah 5%)/ *Public (each below 5%)*	4.740.902.875	26,60%	118.522.571	28.628.535
Sub-jumlah/*Sub-total*	17.821.409.534	100,00%	445.535.238	109.026.067
Saham treasuri/*Treasury stock*	94.672.380		2.366.810	579.178
Jumlah/*Total*	**17.916.081.914**		**447.902.048**	**109.605.245**

28. MODAL SAHAM (lanjutan) / *28. CAPITAL STOCK (continued)*

Pemegang Saham/*Shareholders*	2018			
	Jumlah Saham/ *Number of Shares*	Persentase Kepemilikan/ *Percentage of Ownership*	Jumlah/*Amount*	
			Rp'000	AS$/*US$*
PT Medco Daya Abadi Lestari	8.959.891.262	50,44%	223.997.282	55.075.256
Diamond Bridge Pte Ltd	3.830.690.801	21,57%	95.767.270	23.546.745
PT Medco Duta	33.244.500	0,19%	831.113	204.891
PT Multifabrindo Gemilang	8.000.000	0,05%	200.000	49.290
Dewan Komisaris/*Board of Commissioners*				
Muhammad Lutfi	8.450.333	0,05%	211.258	51.943
Yani Yuhani Panigoro	3.375.166	0,02%	84.379	20.747
Yaser Raimi A Panigoro	251.033	0,00%	6.276	1.541
Direksi/*Board of Directors*				
Roberto Lorato	86.389.667	0,49%	2.159.742	514.634
Ronald Gunawan	46.216.366	0,26%	1.155.409	273.567
Anthony Robert Mathias	38.467.266	0,22%	961.682	227.663
Amri Siahaan	36.873.399	0,21%	921.835	217.463
Hilmi Panigoro	10.686.233	0,06%	267.156	65.687
Masyarakat (masing-masing di bawah 5%)/ *Public (each below 5%)*	4.699.980.535	26,44%	117.499.512	28.784.727
Sub-jumlah/*Sub-total*	17.762.516.561	100,00%	444.062.914	109.034.154
Saham treasuri/*Treasury stock*	66.831.040		1.670.776	410.238
Jumlah/*Total*	**17.829.347.601**		**445.733.690**	**109.444.392**

Berdasarkan Penawaran Umum Terbatas II ("PUT II") tahun 2017, Perusahaan menerbitkan sebanyak-banyaknya 4.399.117.667 Waran Seri I yang merupakan 33,33% dari jumlah modal ditempatkan dan disetor penuh pada saat pernyataan pendaftaran dan berdasarkan asumsi dilaksanakannya Waran Seri I sebelum PUT II. Untuk setiap 1 saham hasil pelaksanaan HMETD tersebut melekat 1 Waran Seri I bagi pemegang HMETD yang melaksanakan haknya. Waran Seri I dapat dilaksanakan mulai tanggal 1 Juli 2018 sampai dengan tanggal 11 Desember 2020 dimana setiap pemegang 1 Waran Seri I berhak untuk membeli 1 saham Perusahaan dengan ketentuan sebagai berikut:

- Tahap I dimulai pada tanggal 1 Juli 2018 sampai dengan 31 Desember 2018 dengan Harga Pelaksanaan Waran Tahap I Rp625 per saham;
- Tahap II dimulai pada tanggal 1 Januari 2019 sampai dengan 31 Desember 2019 dengan Harga Pelaksanaan Waran Tahap II Rp650 per saham;
- Tahap III dimulai pada tanggal 1 Januari 2020 sampai dengan 11 Desember 2020 dengan Harga Pelaksanaan Waran Tahap III Rp675 per saham.

Based on Limited Public Offering II in 2017 ("PUT II"), the Company issue a total of 4,399,117,667 Series I Warrants, which represent 33.33% of the total issued and paid-up capital as of the submission of the registration statement based on the assumption that the Series I Warrants are exercised prior to the PUT II. Every 1 Right Share shall be accompanied by 1 Series I Warrant granted to the Preemptive Right holders exercising their rights. The Series I Warrants may be exercised from July 1, 2018 until December 11, 2020, where each holder of 1 Series I Warrant shall be entitled to purchase 1 share of the Company, subject to the following provisions:

- *Exercise Window I shall commence from July 1, 2018 until December 31, 2018, with the Exercise Price for the Warrant Exercise Window I of Rp625 per share;*
- *Exercise Window II shall commence from January 1, 2019 until December 31, 2019, with the Exercise Price for the Warrant Exercise Window II of Rp650 per share;*
- *Exercise Window III shall commence from January 1, 2020 until December 11, 2020, with the Exercise Price for the Warrant Exercise Window III of Rp675 per share.*

28. MODAL SAHAM (lanjutan)

Terkait dengan Penawaran Umum Terbatas II Hak Memesan Efek Terlebih Dahulu ("PUT II HMETD") di bulan Desember 2017, para pemegang saham yang melaksanakan haknya diberikan waran yang dapat diperjualbelikan secara terpisah (Waran) per saham yang dipesan. Encore Energy Pte Ltd, Clio Capital Ventures Pte Ltd, PT Multifabrindo Gemilang dan PT Medco Duta mengalihkan hak mereka dalam PUT II HMETD kepada PT Medco Daya Abadi Lestari ("MDAL"). Selain dari Waran yang diterima dari pengalihan ini, pada tanggal penerbitan Waran, MDAL juga menerima Waran dari saham yang dipesannya dalam PUT II HMETD. Waran tersebut dapat dipergunakan antara bulan Juli 2018 sampai dengan bulan Desember 2020.

Pada tanggal 15 Januari 2018, Diamond Bridge Pte Ltd mengakuisisi 2.055.701.884 saham Perusahaan dari MDAL, beserta 1.027.850.942 Waran terkait, sehingga dampak setelah transaksi, Diamond Bridge Pte, Ltd memiliki 21,6% saham beredar Perusahaan dan MDAL memiliki 8,1% saham beredar Perusahaan. Setelah memperhitungkan dampak transaksi ini, kepemilikan saham yang dimiliki oleh, dan/atau dimiliki atas nama, Tn. Hilmi Panigoro dan/atau anggota keluarganya, melalui Encore Energy Pte Ltd, Clio Capital Ventures Ltd, PT Medco Duta, PT Multifabrindo Gemilang, dan MDAL mewakili 50,78% dari jumlah saham yang beredar. Sejak tanggal 28 Maret 2018, MDAL telah mengonsolidasikan kepemilikan Tn. Hilmi Panigoro dan/atau anggota keluarganya melalui pertukaran saham Perusahaan yang secara kolektif dimiliki oleh Encore Energy Pte Ltd and Clio Capital Ventures Ltd kepada MDAL, sehingga MDAL sekarang memiliki lebih dari 50% saham di Perusahaan.

Anggaran Dasar Perusahaan mengalami perubahan berdasarkan Akta Notaris No. 51 tanggal 21 Februari 2018, yang telah dilaporkan dan diterima oleh Menteri Hukum dan Hak Asasi Manusia dalam surat No. AHU-AH.01.03-0080040 TH 2018. Perubahan Anggaran Dasar dilakukan untuk meningkatkan modal ditempatkan dan modal disetor Perusahaan dari Rp333.245.145.000 menjadi sebesar Rp443.223.086.675, dimana penambahan setoran sebesar Rp109.977.941.675 merupakan hasil pelaksanaan PUT II HMETD.

28. CAPITAL STOCK (continued)

In connection with the Issuance of Pre-Emptive Rights ("PUT II HMETD") in December 2017, shareholders that exercised their rights were issued one detachable warrant ("Warrants") per share subscribed for in the rights offering. Encore Energy Pte Ltd, Clio Capital Ventures Pte. Ltd., PT Multifabrindo Gemilang and PT Medco Duta transferred their entitlement to rights in the rights offering to PT Medco Daya Abadi Lestari ("MDAL"). In addition to the Warrants received pursuant to this transfer, on the issue date of the Warrants, MDAL also received Warrants from the shares that it subscribed for in the rights offering. The Warrants are exercisable between July 2018 and December 2020.

On January 15, 2018, Diamond Bridge Pte Ltd acquired 2,055,701,884 shares from MDAL, along with 1,027,850,942 warrants relating thereto, with the effect that, thereafter, Diamond Bridge Pte, Ltd owned 21.6% of the outstanding shares and MDAL owned 8.1% of the outstanding shares. After giving effect to this transaction, the interests beneficially owned by, and/or held for the benefit of, Mr. Hilmi Panigoro and/or members of his family, through Encore Energy Pte. Ltd, Clio Capital Ventures Ltd, PT Medco Duta, PT Multifabrindo Gemilang, and MDAL, represented 50.78% of the Company's total outstanding shares. Since March 28, 2018, MDAL has consolidated the holdings of Mr. Hilmi Panigoro and/or members of his family through a crossing of the Company's shares collectively owned by Encore Energy Pte. Ltd. and Clio Capital Ventures Ltd. to MDAL, so MDAL now holds more than 50% equity interest in the Company.

The Company's Articles of Association has been amended based on notarial deed No. 51 dated February 21, 2018, which has been reported and acknowledge by the Minister of Law and Human Rights in letter No. AHU-AH.01.03-0080040 TH 2018. The amendment of the Articles of Association was made to increase the issued and paid-up capital of the Company from Rp333,245,145,000 to Rp443,223,086,675, in which the additional paid-up capital amounting to Rp109,977,941,675 was the result of the exercise of PUT II HMETD.

28. MODAL SAHAM (lanjutan)

Berdasarkan keputusan Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa ("RUPSLB") tanggal 15 November 2018 yang dinyatakan dalam Akta Notaris Leolin Jayanti, S.H., M.Kn No.61 tanggal 15 November 2018, para pemegang saham menyetujui untuk mengubah pasal 4 ayat 2 Anggaran Dasar Perusahaan untuk penambahan modal ditempatkan dan disetor sebagai realisasi dari pelaksanaan Penambahan Modal Tanpa Hak Memesan Efek Terlebih Dahulu ("PMTHMETD") untuk mengeluarkan sebanyak-banyaknya 1.772.892.346 lembar saham Waran Seri I dengan nilai nominal Rp25.

Sampai dengan tanggal 31 Desember 2018, Perusahaan telah menerbitkan 65.621.760 lembar saham (setara dengan AS$406.089) yang berasal dari saham treasuri sehubungan dengan pelaksanaan Program Saham Bonus Manajemen dan Program Bagi Hasil Karyawan (Catatan 29).

Sejak tanggal 1 Juli 2018 sampai dengan tanggal 31 Desember 2018, sebanyak 100.424.134 Waran Seri I Tahap I telah dikonversi menjadi 100.424.134 lembar saham dengan jumlah penerimaan sebesar Rp62.765.083.750 (setara dengan AS$4.361.209).

Pada tanggal 14 Mei 2018, Perusahaan mengumumkan rencana untuk membeli kembali maksimum sebanyak 2% dari jumlah saham Perusahaan yang telah diterbitkan. Dana yang dicadangkan untuk melakukan program pembelian kembali saham ini adalah sebesar Rp68 milyar. Program ini akan dilakukan dalam kurun waktu 18 bulan setelah pengumuman tersebut. Pada tanggal 31 Desember 2019, Perusahaan telah melakukan pembelian kembali sebanyak 78.544.500 lembar saham dengan nilai sebesar Rp66.547.193.000 (atau setara dengan AS$4.749.108).

Sampai dengan tanggal 31 Desember 2019, Perusahaan telah menerbitkan 50.703.160 lembar saham (setara dengan AS$312.922) yang berasal dari saham treasuri sehubungan dengan pelaksanaan Program Saham Bonus Manajemen dan Program Bagi Hasil Karyawan (Catatan 29).

Sejak tanggal 1 Januari 2019 sampai dengan tanggal 31 Desember 2019, sebanyak 86.734.313 Waran Seri I Tahap II telah dikonversi menjadi 86.734.313 lembar saham dengan jumlah penerimaan sebesar Rp56.275.587.200 (setara dengan AS$4.021.291).

28. CAPITAL STOCK (continued)

Based on the Extraordinary General Meeting of Shareholders ("EGMS") held on November 15, 2018 covered by Notarial Deed of Leolin Jayanti, S.H., M.Kn No.61 dated November 15, 2018, the shareholders approved to amend article 4 paragraph 2 of the Company's Articles of Association to increase the issued and paid-up capital of the Company for the realisation of the Issuance without Pre-Emptive Rights ("PMHTMETD") to issue a total of 1,772,892,346 shares Series I Warrants with par value of Rp25.

Until December 31, 2018, the Company has issued 65,621,760 shares (equivalent to US$406,089) from the Company treasury shares in connection with the execution of the Management Share Award Program and Employee Share Award Program (Note 29).

Starting July 1, 2018 to December 31, 2018, 100,424,134 Series I Warrants Exercise Window I has been converted to 100,424,134 shares with total proceeds which amounted to Rp62,765,083,750 (equivalent to US$4,361,209).

On May 14, 2018, the Company announced its plan to buy back up to 2% of its paid-up capital. For this buy-back program, the Company set aside funds in the amount of Rp68 billion. The buy-back program will be conducted within a period of 18 months from the announcement. As of December 31, 2019, the Company had repurchased 78,544,500 shares for the total cost of Rp66,547,193,000 (equivalent to US$4,749,108).

Until December 31, 2019, the Company has issued 50,703,160 shares (equivalent to US$312,922) from the Company treasury shares in connection with the execution of the Management Share Award Program and Employee Share Award Program (Note 29).

Starting January 1, 2019 to December 31, 2019, 86,734,313 Series I Warrants Exercise Window II has been converted to 86,734,313 shares with total proceeds which amounted to Rp56,275,587,200 (equivalent to US$4,021,291).

29. TAMBAHAN MODAL DISETOR DAN PEMBAYARAN BERBASIS SAHAM

29. ADDITIONAL PAID-IN CAPITAL AND SHARE-BASED PAYMENT

Tambahan Modal Disetor

Additional Paid-In Capital

Akun ini terdiri dari:

This account consists of:

	2019	2018	
Penjualan 22.000.000 saham melalui penawaran umum perdana kepada masyarakat pada tahun 1994	33.500.000	33.500.000	*Sale of 22,000,000 shares through initial public offering in 1994*
Penjualan kembali saham	1.073.325	1.073.325	*Resale of shares*
Pembagian saham bonus pada tahun 1998	(32.254.579)	(32.254.579)	*Distribution of bonus shares in 1998*
Penerbitan 321.730.290 saham melalui penawaran umum terbatas I kepada pemegang saham pada tahun 1999	139.908.988	139.908.988	*Issuance of 321,730,290 shares through rights offering I to stockholders in 1999*
Penurunan modal disetor dari saham treasuri	(40.650.471)	(36.383.224)	*Deduction of additional paid-in capital on treasury stock*
Penjualan kembali saham treasuri	74.812.936	74.812.936	*Resale of treasury stock*
Pembayaran berbasis saham	12.372.136	7.675.975	*Share-based payment*
Pembagian saham treasuri sebagai *Share Award Program*	(1.903.225)	(1.590.303)	*Distribution of treasury shares under Share Award Program*
Penerbitan saham melalui PUT II HMETD, setelah dikurangi biaya transaksi	183.530.378	183.530.378	*Issuance of shares through PUT II HMETD, net of transaction cost*
Agio dari pelaksanaan waran (Catatan 28)	8.043.384	4.182.945	*Premium from exercise of warrants (Note 28)*
Selisih transaksi dengan entitas sepengendali (Catatan 36 dan 44)	6.034.266	(2.312.465)	*Difference in transaction with entity under common control (Notes 36 and 44)*
Jumlah	**384.467.138**	**372.143.976**	***Total***

Pembayaran Berbasis Saham

Share-Based Payment

Program ini terdiri atas berbagai jenis kompensasi berbasis saham yang hanya dapat diselesaikan dengan ekuitas (yaitu: saham treasuri yang dimiliki oleh Perusahaan). Jenis-jenis kompensasi berbasis saham adalah sebagai berikut:

The program involves different types of share-based compensation which can only be settled by equity (i.e.: the treasury shares held by the Company). The types of share-based compensation are as follows:

a. Program Bagi Hasil Manajemen *(MSAP)*

a. Management Shares Award Program (MSAP)

Blocked Share Program adalah program yang berlaku untuk Direksi dan manajemen senior Perusahaan. Jumlah saham yang di hadiahkan akan disesuaikan dalam hal terdapat hak memesan efek terlebih dahulu (*right issue),* penerbitan saham bonus dan pemecahan saham.

Blocked Share Program is applicable for Board of Directors and Senior Management of the Company. The number of shares awarded will be adjusted in case there is rights issue, bonus shares issue and stock split.

Unblocked Share Program-executive level berlaku bagi Direksi, Dewan Komisaris dan Manajemen Senior Perusahaan.

Unblocked Share Program-executive level is applicable for Board of Directors, Board of Commissioners and Senior Management of the Company.

29. TAMBAHAN MODAL DISETOR DAN PEMBAYARAN BERBASIS SAHAM (lanjutan)

Pembayaran Berbasis Saham (lanjutan)

a. Program Bagi Hasil Manajemen *(MSAP)* (lanjutan)

Unblocked Share Program-senior management level berlaku untuk Manajemen Senior Perusahaan yang bekerja di Perusahaan atau diperbantukan pada entitas anak Grup.

b. Program Bagi Hasil Karyawan (ESAP)

ESAP berlaku untuk karyawan Perusahaan dan PT Medco E & P Indonesia ("MEPI"), entitas anak yang dimiliki sepenuhnya, yang memenuhi syarat, baik mereka yang bekerja di Perusahaan atau diperbantukan pada entitas anak atau entitas asosiasi Grup. Karyawan yang berhak menerima sejumlah saham dari setiap tahap, setiap karyawan yang berhak harus tetap bekerja sampai dengan tanggal *vesting* masing-masing atau karyawan akan kehilangan hak untuk menerimanya.

Penghargaan saham dapat dilaksanakan pada atau setelah tanggal *vesting* dengan menerbitkan saham treasuri yang dimiliki Perusahaan ke rekening saham masing-masing karyawan. Percepatan penerimaan saham dapat dipertimbangkan apabila: (1) pensiun, (2) pemutusan hubungan kerja dikarenakan kondisi kesehatan, (3) kematian atau disabilitas permanen, (4) perubahan kontrol, dan (5) rasionalisasi karyawan.

Informasi lain mengenai pembayaran berbasis saham adalah sebagai berikut:

29. ADDITIONAL PAID-IN CAPITAL AND SHARE-BASED PAYMENT (continued)

Share-Based Payment (continued)

a. Management Shares Award Program (MSAP) (continued)

Unblocked Share Program-senior management level is applicable for the Company's senior management who are working at the Company or seconded to the Group's subsidiaries.

b. Employee Shares Award Program (ESAP)

ESAP is applicable for the eligible employees of the Company and PT Medco E & P Indonesia ("MEPI"), wholly owned subsidiary, who are working in either the Company or seconded to other subsidiaries or affiliates of the Group based on certain criteria. For the employee to be entitled to receive the number of shares available in each tranche, the respective employee must remain in service up to each vesting date, otherwise, the employee forfeits the rights to receive them.

The shares award will be executed on or after the vesting date by issuing the treasury shares held by the Company to the shares accounts of each respective person. Accelerating vesting period can be considered if any of following events occured : (1) retirement, (2) termination due to medical condition, (3) death or permanent disabilities, (4) change of control, and (5) employee rationalization.

Further information relating to share-based payment are as follows:

Penghargaan kepada/ *Awarded to*	Bentuk program/ *Type of Program*	Jumlah penghargaan saham/ *Number of Shares Awarded*	Tanggal pemberian/ *Grant Date*	Tanggal *Vesting*/ *Vesting Date*
Manajemen/*Management Management Share Award Program*	*Blocked Share*	25.000.000 saham/ *25,000,000 shares*	29 Juni 2016/ *June 29, 2016*	31 Desember 2019/ *December 31, 2019*
	Blocked Share	33.500.000 saham/ *33,500,000 shares*	12 Desember 2017/ *December 12, 2017*	31 Desember 2019/ *December 31, 2019*
	Blocked Share	1.650.000 saham/ *1,650,000 shares*	21 May 2018/ *May 21, 2018*	15 Oktober 2020/ *October 15, 2020*
	Blocked Share	8.500.000 saham/ *8,500,000 shares*	29 May 2019/ *May 29, 2019*	31 Desember 2019/ *December 31, 2019*

29. TAMBAHAN MODAL DISETOR DAN PEMBAYARAN BERBASIS SAHAM (lanjutan)

29. ADDITIONAL PAID-IN CAPITAL AND SHARE-BASED PAYMENT (continued)

Pembayaran Berbasis Saham (lanjutan)

Share-Based Payment (continued)

Penghargaan kepada/ *Awarded to*	Bentuk program/ *Type of Program*	Jumlah penghargaan saham/ *Number of Shares Awarded*	Tanggal pemberian/ *Grant Date*	Tanggal *Vesting*/ *Vesting Date*
Manajemen/*Management Management Share Award Program*	*Unblocked Share – Executive level*	6.912.500 saham/ *6,912,500 shares*	21 Juni 2017/ *June 21, 2017*	*Vest* pada tanggal pemberian/ *Vested immediately*
	Unblocked Share – Executive level	3.350.000 saham/ *3,350,000 shares*	12 Desember 2017/ *December 12, 2017*	*Vest* pada tanggal pemberian/ *Vested immediately*
	Unblocked Share – Executive level	12.640.900 saham/ *12,640,900 shares*	21 May 2018/ *May 21, 2018*	*Vest* pada tanggal pemberian/ *Vested immediately*
	Unblocked Share – Executive level	25.103.300 saham/ *25,103,300 shares*	29 May 2019/ *May 29, 2019*	*Vest* pada tanggal pemberian/ *Vested immediately*
	Unblocked Share – Senior management level	880.500 saham/ *880,500 shares*	8 Agustus 2017/ *August 8, 2017*	*Vest* pada tanggal pemberian/ *Vested immediately*
	Unblocked Share – Senior management level	7.906.000 saham/ *7,906,000 shares*	21 May 2018/ *May 21, 2018*	*Vest* pada tanggal pemberian/ *Vested immediately*
	Unblocked Share – Senior management level	333.800 saham/ *333,800 shares*	13 Juli 2018/ *July 13, 2018*	*Vest* pada tanggal pemberian/ *Vested immediately*
	Unblocked Share – Senior management level	3.581.300 saham/ *3,581,300 shares*	29 May 2019/ *May 29, 2019*	*Vest* pada tanggal pemberian/ *Vested immediately*
	Unblocked Share – Senior management level	750.000 saham/ *750,000 shares*	9 Oktober 2017/ *October 9, 2017*	8 Oktober 2019/ *October 8, 2019*
Karyawan/*Employee Employee Share Award Program*		20.247.080 saham setelah di kurangi oleh pembatalan sebanyak 863.250 saham/ *20,247,080 shares after deduction of cancellation amounting to 863,250 shares*	28 Juli 2017/ *July 28, 2017*	Vest dalam tiga tahapan:/ *Vests in three phases:* Tahap 1 : 1 Juni 2018/ *Phase 1 : June 1, 2018* Tahap 2 : 1 Juni 2019/ *Phase 2 : June 1, 2019* Tahap 3 : 1 Juni 2020/ *Phase 3 : June 1, 2020*
		21.853.300 saham/ setelah di kurangi oleh pembatalan sebanyak 206.850 saham/ *21,853,300 shares after deduction of cancellation amounting to 206,850 shares*	19 Juli 2018/ *July 19, 2018*	Vest dalam tiga tahapan:/ *Vests in three phases:* Tahap 1 : 1 Juni 2019/ *Phase 1 : June 1, 2019* Tahap 2 : 1 Juni 2020/ *Phase 2 : June 1, 2020* Tahap 3 : 1 Juni 2021/ *Phase 3 : June 1, 2021*

29. TAMBAHAN MODAL DISETOR DAN PEMBAYARAN BERBASIS SAHAM (lanjutan)

29. ADDITIONAL PAID-IN CAPITAL AND SHARE-BASED PAYMENT (continued)

Pembayaran Berbasis Saham (lanjutan)

Share-Based Payment (continued)

Penghargaan kepada/ *Awarded to*	Bentuk program/ *Type of Program*	Jumlah penghargaan saham/ *Number of Shares Awarded*	Tanggal pemberian/ *Grant Date*	Tanggal *Vesting*/ *Vesting Date*
Karyawan/*Employee Employee Share Award Program*		21.585.500 saham setelah di kurangi oleh pembatalan sebanyak 83.500 saham/ *21,585,500 shares after deduction of cancellation amounting to 83,500 shares*	10 September 2019/ *September 10, 2019*	Vest dalam tiga tahapan:/ *Vests in three phases:* Tahap 1 : 1 Juni 2020/ *Phase 1 : June 1, 2020* Tahap 2 : 1 Juni 2021/ *Phase 2 : June 1, 2021* Tahap 3 : 1 Juni 2022/ *Phase 3 : June 1, 2022*

Beban yang diakui pada tahun pelaporan adalah sebagai berikut:

The expenses recognized for the each year are as follows:

	2019	2018	
Management Share Award Program			*Management Share Award Program*
- *Blocked share*	2.318.737	1.831.403	*Blocked share-*
- *Unblocked share - executive level*	1.366.865	1.110.180	*Unblocked share- executive level*
Unblocked share - senior management level	234.134	716.542	*Unblocked share- senior management level*
Employee Share Award Program	776.425	884.168	*Employee Share Award Program*
Jumlah	**4.696.161**	**4.542.293**	***Total***

30. DAMPAK PERUBAHAN TRANSAKSI EKUITAS ENTITAS ANAK/ENTITAS ASOSIASI

Pada tanggal 31 Desember 2019, akun ini terutama merupakan selisih dari penambahan kepemilikan di kepentingan nonpengendali.

30 . EFFECTS OF CHANGES IN EQUITY TRANSACTIONS OF SUBSIDIARIES/ ASSOCIATES

As of December 31, 2019, this account mainly represents difference in additional ownership of non-controlling interest.

31. PENJUALAN DAN PENDAPATAN USAHA LAINNYA / *SALES AND OTHER OPERATING REVENUES*

Rincian penjualan dan pendapatan usaha lainnya yang diperoleh Grup adalah sebagai berikut:

The breakdown of the sales and other operating revenues of the Group is as follows:

a. Berdasarkan jenis pendapatan / *By nature of revenues*

	2019	2018	
Penjualan minyak dan gas neto	1.161.193.789	980.150.245	*Net oil and gas sales*
Penjualan tenaga listrik dan jasa terkait lainnya	274.792.650	235.856.950	*Electric power sales and revenue from related services*
Pendapatan dari jasa	2.304.414	2.244.353	*Revenue from services*
Jumlah	**1.438.290.853**	**1.218.251.548**	***Total***

b. Berdasarkan pelanggan / *By customer*

	2019	2018	
Pihak berelasi			*Related parties*
PT Medco Daya Makmur	433.526	-	*PT Medco Daya Makmur*
PT Bahtera Daya Makmur	396.042	-	*PT Bahtera Daya Makmur*
Sub-jumlah	829.568	-	*Sub-total*
Pihak ketiga			*Third parties*
Pelanggan dalam negeri	801.399.591	517.065.699	*Local customers*
Pelanggan luar negeri	636.061.694	701.185.849	*Foreign customers*
Sub-jumlah	1.437.461.285	1.218.251.548	*Sub-total*
Jumlah	**1.438.290.853**	**1.218.251.548**	***Total***

Rincian pendapatan dari pelanggan yang melebihi 10% dari jumlah pendapatan yang dilaporkan berasal dari:

The details of revenues from customers which exceeded 10% of the total revenues, are as follows:

	2019	2018	
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	323.823.593	256.354.075	*PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)*
PT Pertamina (Persero)	207.754.097	-	*PT Pertamina (Persero)*
Lukoil Asia Pacific Pte Ltd	190.555.566	331.961.713	*Lukoil Asia Pacific Pte Ltd*
Sembcorp Gas Pte Ltd	141.709.322	160.300.490	*Sembcorp Gas Pte Ltd*
PT Donggi Senoro LNG	117.208.216	153.351.235	*PT Donggi Senoro LNG*
Jumlah	**981.050.794**	**901.967.513**	***Total***

32. BEBAN POKOK PENJUALAN DAN BIAYA LANGSUNG LAINNYA

32. *COST OF SALES AND OTHER DIRECT COSTS*

Grup mempunyai beban-beban sebagai berikut dalam mengoperasikan, memproses dan menjual produk dan jasanya:

The Group incurred the following costs to operate, process and sell its products and services:

a. Biaya Produksi dan *Lifting*

a. Production and Lifting Costs

Akun ini terdiri dari:

This account consists of:

	2019	2018	
Biaya *overhead* operasi lapangan	213.524.732	136.631.713	*Field operations overhead*
Biaya kontrak minyak dan gas bumi	53.047.625	43.606.307	*Cost of oil and gas contracts*
Operasi dan pemeliharaan	22.034.598	11.543.978	*Operations and maintenance*
Pendukung operasi	4.848.682	5.591.779	*Operational support*
Biaya pipa dan transportasi	4.284.629	5.961.206	*Pipeline cost and transportation fees*
Jumlah	**297.740.266**	**203.334.983**	***Total***

b. Beban Pokok Penjualan Tenaga Listrik dan Jasa Terkait Lainnya

b. Cost of Electric Power Sales and Related Services

Akun ini terdiri dari:

This account consists of:

	2019	2018	
Biaya konstruksi	119.520.059	60.569.925	*Construction costs*
Operasi dan pemeliharaan	34.102.985	22.420.299	*Operations and maintenance*
Biaya produksi listrik	13.494.771	46.295.113	*Electricity production costs*
Gaji dan imbalan	5.251.537	5.043.378	*Salaries and benefits*
Jumlah	**172.369.352**	**134.328.715**	***Total***

c. Penyusutan, Deplesi dan Amortisasi

c. Depreciation, Depletion and Amortization

Akun penyusutan, deplesi dan amortisasi, adalah sebagai berikut:

This account represents depreciation, depletion and amortization for the following:

	2019	2018	
Operasi minyak dan gas bumi	290.308.642	103.547.047	*Oil and gas operations*
Tenaga listrik	4.958.276	4.104.555	*Electric power*
Kontrak lainnya dan jasa terkait	551.829	1.139.804	*Other contracts and related services*
Jumlah	**295.818.747**	**108.791.406**	***Total***

d. Beban Eksplorasi

d. Exploration Expenses

Akun ini terdiri dari:

This account consists of:

	2019	2018	
Sumur kering	13.851.952	2.505.213	*Dry hole*
Overhead eksplorasi	10.073.539	6.070.689	*Exploration overhead*
Jumlah	**23.925.491**	**8.575.902**	***Total***

32. BEBAN POKOK PENJUALAN DAN BIAYA LANGSUNG LAINNYA (lanjutan)

e. Biaya Pembelian Minyak Mentah

Akun ini terdiri dari biaya pembelian minyak mentah oleh Grup dari SKK Migas, Tomori E&P Ltd, PT Medco Daya Natuna dan PT Medco Daya Abadi Lestari. Tidak terdapat pembelian dari satu pihak yang melebihi 10% dari pendapatan untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018.

32. COST OF SALES AND OTHER DIRECT COSTS (continued)

e. Cost of Crude Oil Purchases

This account consists of cost of crude oil purchased by the Group from SKK Migas, Tomori E&P Ltd, PT Medco Daya Natuna and PT Medco Daya Abadi Lestari. There were no purchases from a single vendor which exceeded 10% of revenues for the years ended December 31, 2019 and 2018.

33. BEBAN PENJUALAN, UMUM, DAN ADMINISTRASI

Akun ini terdiri dari:

33. SELLING, GENERAL AND ADMINISTRATIVE EXPENSES

This account consists of:

	2019	2018	
Umum dan administrasi			*General and administrative*
Gaji, upah dan imbalan kerja lainnya	100.307.430	73.423.317	*Salaries, wages and other employee benefits*
Biaya transaksi atas akuisisi	35.197.832	-	*Transaction cost from acquisition*
Honorarium profesional	20.041.223	14.511.775	*Professional fees*
Sewa	17.519.304	12.803.542	*Rental*
Penurunan nilai piutang	9.558.442	-	*Provision for impairment of receivables*
Beban kontrak	6.165.593	6.735.041	*Contract charges*
Jasa	5.050.064	4.593.050	*Service*
Asuransi	2.528.551	2.557.303	*Insurance*
Perawatan dan perbaikan	2.482.630	6.287.959	*Repairs and maintenance*
Pendidikan	2.067.345	2.550.376	*Education*
Penyusutan (Catatan 14)	1.882.075	1.655.123	*Depreciation (Note 14)*
Peralatan dan perlengkapan kantor	1.156.045	828.149	*Office supplies and equipment*
Transportasi	725.678	691.033	*Transportation*
Lain-lain (masing-masing di bawah AS$1.000.000)	10.128.859	10.458.068	*Others (each below US$1,000,000)*
Sub-jumlah	214.811.071	137.094.736	*Sub-total*
Penjualan			*Selling*
Beban ekspor	7.579.453	10.879.285	*Export expenses*
Perjalanan dinas	4.421.321	4.993.990	*Business travel*
Iklan dan promosi	2.389.433	4.263.188	*Advertising and promotions*
Beban jamuan	82.240	62.888	*Entertainment*
Sub-jumlah	14.472.447	20.199.351	*Sub-total*
Jumlah	**229.283.518**	**157.294.087**	***Total***

Biaya transaksi atas akuisisi pada tahun 2019 merupakan biaya yang dikeluarkan oleh Grup untuk akuisisi Ophir Energy Ltd.

Transaction cost from acquisition in 2019 represents cost incurred by The Group for the acquisition of Ophir Energy Ltd.

34. PENDAPATAN DAN BEBAN LAIN-LAIN

Pendapatan lain-lain untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2019 terutama merupakan keuntungan dari penyesuaian nilai wajar atas entitas asosiasi (Catatan 36) dan keuntungan dari selisih nilai tukar.

Pendapatan lain-lain untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2018 terutama merupakan imbalan manajemen terkait Perjanjian Operasi Bersama Medco E & P Natuna Ltd (Catatan 45).

Beban lain-lain untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2019 terutama merupakan biaya pemasaran Far East Energy Trading ("FEET"), entitas anak yang dimiliki sepenuhnya.

Beban lain-lain untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2018 terutama merupakan kerugian dari selisih nilai tukar.

34. OTHER INCOME AND OTHER EXPENSES

Other income for the year ended December 31, 2019 mainly represents gain on fair value adjustment of associates (Note 36) and gain on foreign exchange.

Other income for the year ended December 31, 2018 mainly represents management fees related to Joint Operating Agreement of Medco E & P Natuna Ltd (Note 45).

Other expense for the year ended December 31, 2019 mainly represents marketing fee of Far East Energy Trading ("FEET"), a wholly-owned subsidiary.

Other expense for the year ended December 31, 2018 mainly represents loss on foreign exchange.

35. PERPAJAKAN

a. Beban pajak Perusahaan dan entitas anak terdiri dari sebagai berikut:

35. TAXATION

a. Income tax expense of the Company and subsidiaries consists of the following:

	2019	2018	
Operasi yang dilanjutkan			*Continuing Operations*
Beban pajak kini			*Current income tax expense*
Entitas anak	(195.482.636)	(147.330.594)	*Subsidiaries*
Manfaat (beban) pajak tangguhan			*Deferred tax benefit (expense)*
Perusahaan	(4.986.787)	(398.230)	*The Company*
Entitas anak	1.096.173	(48.752.166)	*Subsidiaries*
Sub-jumlah	(3.890.614)	(49.150.396)	*Sub-total*
Jumlah Beban Pajak dari Operasi yang dilanjutkan	**(199.373.250)**	**(196.480.990)**	***Total Income Tax Expense Continuing Operations***

35. PERPAJAKAN (lanjutan) / *35. TAXATION (continued)*

b. Pajak Kini / *b. Current Income Tax*

Rekonsiliasi antara laba sebelum beban pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan menurut laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian dan laba kena pajak (rugi fiskal) Perusahaan adalah sebagai berikut:

A reconciliation between profit before income tax expense from continuing operations per consolidated statements of profit or loss and other comprehensive income and the Company's taxable income (tax loss) is as follows:

	2019	2018	
Laba konsolidasian sebelum beban pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan	179.146.124	202.189.789	*Consolidated profit before income tax expense from continuing operations*
Penyesuaian konsolidasi	(99.910.930)	(17.709.280)	*Consolidation adjustment*
Laba sebelum beban pajak penghasilan entitas anak	(249.771.113)	(391.922.510)	*Profit before income tax expense of subsidiaries*
Rugi sebelum pajak - Perusahaan	(170.535.919)	(207.442.001)	*Loss before income tax - the Company*
Pendapatan dividen dari entitas anak	116.423.168	148.065.988	*Dividend income from subsidiaries*
Jumlah rugi sebelum pajak - Perusahaan	(54.112.751)	(59.376.013)	*Total loss before income tax - the Company*
Perbedaan temporer			***Temporary differences***
Bagian rugi dari entitas asosiasi dan ventura bersama	46.296.309	66.740.666	*Share of net loss of associates and joint venture*
Pembayaran berbasis saham	2.313.372	(2.750.280)	*Share-based payment*
Imbalan kerja	702.238	2.318.699	*Employee benefits*
Penyusutan aset tetap	(63.805)	(31.306)	*Depreciation of property, plant and equipment*
Kerugian (keuntungan) surat berharga yang belum direalisasikan	(549.476)	961.896	*Unrealized loss (gain) on marketable securities*
Perbedaan tetap			***Permanent differences***
Pendapatan bunga	49.678.069	37.784.385	*Interest income*
Divestasi entitas anak	26.038.675	-	*Divestment of a Subsidiary*
Beban yang tidak dapat dikurangkan	7.036.451	43.976.469	*Non-deductible expenses*
Imbalan kerja lainnya	5.579.210	9.798.935	*Other employee benefits*
Kerugian dilusi atas investasi jangka panjang	-	19.073.814	*Loss on dilution of long-term investment*
Pendapatan yang dikenai pajak final	(1.273.972)	(854.618)	*Income subjected to final income tax*
Dividen	(116.423.168)	(148.065.988)	*Dividends*
Lain-lain	-	14.797.777	*Others*
Rugi fiskal tahun berjalan - Perusahaan	(34.778.848)	(15.625.564)	*Tax Loss for the year - the Company*
Rugi fiskal tahun lalu	(15.625.564)	-	*Prior year tax losses*
Rugi fiskal kumulatif - Perusahaan	(50.404.412)	(15.625.564)	*Accumulated tax loss - the Company*

35. PERPAJAKAN (lanjutan) / *35. TAXATION (continued)*

b. Pajak Kini (lanjutan) / *b. Current Income Tax (continued)*

	2019	2018	
Beban pajak tahun berjalan	-	-	*Income tax expense for year*
Dikurangi pembayaran Pajak Penghasilan di muka pasal 23 dan 25	1.679.125	2.018.072	*Less prepayment of income tax article 23 and 25*
Kelebihan Pajak Penghasilan Badan	**1.679.125**	**2.018.072**	***Overpayment of Corporate Income Tax***

Jumlah rugi fiskal Perusahaan untuk tahun 2019, sesuai dengan perhitungan di atas akan dilaporkan oleh Perusahaan dalam Surat Pemberitahuan Tahunan ("SPT") PPh badan tahun 2019 ke Kantor Pajak.

The amount of the Company's tax loss for the year 2019, as stated in the above, will be reported by the Company in its 2019 annual tax return ("SPT") to be submitted to the Tax Office.

Jumlah rugi fiskal Perusahaan tahun 2018 yang disajikan di atas sama dengan yang dilaporkan pada akhir tahun oleh Perusahaan dalam Surat Pemberitahuan Tahunan ("SPT") PPh Badan ke Kantor Pajak.

The amount of the Company's tax loss for the years 2018, as stated in the above, is the same with that reported by the Company in its annual income tax return ("SPT") submitted to the Tax Office.

c. Pajak Tangguhan / *c. Deferred Tax*

	2019					
	31 Desember 2018/ *December 31, 2018*	**Penambahan dari akuisisi/ *Additions from acquisition***	**Dampak dari divestasi entitas anak/ *Effect from divestment of a Subsidiary***	**(Dibebankan) dikreditkan ke laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian/ *(Charged) credited to consolidated statement of profit or loss and other comprehensive income***	**31 Desember 2019/ *December 31, 2019***	
Aset Pajak Tangguhan						***Deferred Tax Assets***
Biaya yang belum terpulihkan	126.117.819	-	-	(28.687.197)	97.430.622	*Unrecovered costs*
Liabilitas pembongkaran dan restorasi area	15.759.025	-	-	(667.909)	15.091.116	*Asset abandonment and site restoration obligations*
Aset tetap	9.078.232	-	-	47.595	9.125.827	*Properties, plant and equipment*
Rugi fiskal yang dibawa ke masa depan	3.616.515	-	-	2.464.893	6.081.408	*Tax loss carryforward*
Liabilitas imbalan kerja	3.136.343	-	-	686.102	3.822.445	*Employee benefit liabilities*
Pendapatan yang ditangguhkan	(92.971)	-	-	1.253.948	1.160.977	*Unearned revenue*
Keuntungan/kerugian mata uang Asing yang belum direalisasi	2.519.820	-	-	(1.852.670)	667.150	*Unrealized gain/loss of foreign exchange*
Persediaan	(44.884)	-	-	265.721	220.837	*Inventory*
Beda temporer atas investasi pada entitas anak yang dicatat sebagai aset tersedia untuk dijual	(1.062.645)	-	-	157.963	(904.682)	*Temporary difference from Investment in subsidiaries which were classified as assets held for sale*
Piutang sewa pembiayaan	(8.019.278)	-	-	(291.409)	(8.310.687)	*Finance lease receivables*
Aset minyak dan gas bumi	(60.494.262)	-	-	17.306.343	(43.187.919)	*Oil and gas properties*
Lainnya	12.114	-	-	22.548	34.662	*Others*
Aset Pajak Tangguhan - Grup - Neto	**90.525.828**	**-**	**-**	**(9.294.072)**	**81.231.756**	***Net Deferred Tax Assets - the Group - Net***

35. PERPAJAKAN (lanjutan) / *35. TAXATION (continued)*

c. Pajak Tangguhan (lanjutan) / *c. Deferred Tax (continued)*

	2019					
	31 Desember 2018/ *December 31, 2018*	Penambahan dari akuisisi/ *Additions from acquisition*	Dampak dari divestasi entitas anak/ *Effect from divestment of a Subsidiary*	(Dibebankan) dikreditkan ke laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian/ (*Charged*) *credited to consolidated statement of profit or loss and other comprehensive income*	31 Desember 2019/ *December 31, 2019*	
Liabilitas Pajak Tangguhan						***Deferred Tax Liabilities***
Biaya yang belum terpulihkan	-	50.877.330	-	2.400.406	53.277.736	*Unrecovered costs*
Rugi fiskal yang dibawa ke masa depan	15.417.828	-	-	7.024.521	22.442.349	*Tax loss carryforward*
Liabilitas pembongkaran dan restorasi area	16.986.614	-	(5.502.184)	4.685.030	16.169.460	*Asset abandonment and site restoration obligations*
Beban pendanaan	13.737.819	-	-	411.788	14.149.607	*Finance cost*
Instrumen lindung nilai	4.488.361	-	-	5.322.077	9.810.438	*Hedging instruments*
Aset tetap	6.003.268	-	-	(1.209.995)	4.793.273	*Properties, plant and equipment*
Liabilitas imbalan kerja	2.254.822	-	(597.475)	1.113.569	2.770.916	*Employee benefit liabilities*
Persediaan	323.722	28.000	(41.432)	381.102	691.392	*Inventories*
Pendapatan yang ditangguhkan	1.428.327	-	(365.269)	(410.719)	652.339	*Unearned revenue*
Keuntungan yang belum direalisasikan atas surat berharga	(48.822)	-	-	287.282	238.460	*Unrealized income on marketable securities*
Pembayaran berbasis saham	(329.790)	-	-	90.467	(239.323)	*Share-based payment*
Keuntungan/kerugian mata uang Asing yang belum direalisasi	163.851	-	157.803	(816.255)	(494.601)	*Unrealized gain/loss of foreign exchange*
Beda temporer atas Investasi pada entitas anak dan entitas asosiasi yang dicatat sebagai aset tersedia untuk dijual	(4.079.434)	-	2.080.512	(13.934.018)	(15.932.940)	*Temporary difference from Investment in subsidiaries and associates which were were classified as assets held for sale*
Piutang sewa pembiayaan	(17.858.004)	-	-	244.989	(17.613.015)	*Finance lease receiveable*
Penyesuaian nilai wajar investasi pada entitas anak/ entitas asosiasi	(33.568.386)	(55.306.958)	12.561.922	11.998.257	(64.315.165)	*Fair value adjustment of investment in subsidiaries/ associates*
Aset keuangan konsesi	(58.273.493)	-	-	(17.353.883)	(75.627.376)	*Concession financial assets*
Aset minyak dan gas bumi	(127.285.129)	(390.832.738)	14.500.517	4.003.734	(499.613.616)	*Oil and gas properties*
Lainnya	(7.872.856)	-	-	7.188.036	(684.820)	*Others*
Liabilitas Pajak Tangguhan - Grup - Neto	**(188.511.302)**	**(395.234.366)**	**22.794.394**	**11.426.388**	**(549.524.886)**	***Net Deferred Tax Liabilities - the Group - Net***
Jumlah Beban Pajak Tangguhan Grup				**2.132.316**		***Total Deferred Tax Expense of the Group***
Beban Pajak Tangguhan dari pendapatan komprehensif lain				**(6.742.698)**		***Deferred Tax Expense from other comprehensive income***
Dampak selisih kurs				**719.768**		***Effect of foreign exchange rate***
Beban Pajak Tangguhan Neto dari Operasi yang Dilanjutkan				**(3.890.614)**		***Net Deferred Tax Expense from Continuing Operations***

35. PERPAJAKAN (lanjutan) / 35. TAXATION (continued)

c. Pajak Tangguhan (lanjutan) / *c. Deferred Tax (continued)*

	2018					
	31 Desember 2017/ *December 31, 2017*	Penambahan dari akuisisi/ *Additions from acquisition*	Aset/liabilitas pajak tangguhan atas entitas anak yang diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual dan operasi yang dihentikan/ *Deferred tax assets/liabilities of subsidiaries classified as held for sale and discontinued operations*	(Dibebankan) Dikreditkan ke laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian/ *(Charged) Credited to consolidated statement of profit or loss and other comprehensive income*	31 Desember 2018/ *December 31, 2018*	
Aset Pajak Tangguhan						***Deferred Tax Assets***
Biaya yang belum terpulihkan	122.025.345	-	-	4.092.474	126.117.819	*Unrecovered costs*
Liabilitas pembongkaran dan restorasi area	2.262.308	-	-	13.496.717	15.759.025	*Asset abandonment and site restoration obligations*
Aset Tetap	6.456.264	-	-	2.621.968	9.078.232	*Properties, plant and equipment*
Rugi Fiskal yang dibawa ke masa depan	911.799	-	-	2.704.716	3.616.515	*Tax loss carryforward*
Liabilitas imbalan kerja	4.815.910	-	-	(1.679.567)	3.136.343	*Employee benefit liabilities*
Keuntungan/kerugian mata uang Asing yang belum direalisasi	278.644	-	-	2.241.176	2.519.820	*Unrealized gain/loss of foreign exchange*
Persediaan	(44.884)	-	-	-	(44.884)	*Inventories*
Pendapatan yang ditangguhkan	(193.344)	-	-	100.373	(92.971)	*Unearned revenue*
Beda temporer atas investasi pada entitas anak yang dicatat sebagai aset tersedia untuk dijual	(1.010.245)	-	-	(52.400)	(1.062.645)	*Temporary difference from investment in subsidiaries which were classified as assets held for sale*
Piutang sewa pembiayaan	(4.223.051)	-	-	(3.796.227)	(8.019.278)	*Finance lease receivables*
Aset minyak dan gas bumi	(41.579.353)	-	-	(18.914.909)	(60.494.262)	*Oil and gas properties*
Lainnya	52.240	-	-	(40.126)	12.114	*Others*
Aset Pajak Tangguhan - Grup - Neto	**89.751.633**	**-**	**-**	**774.195**	**90.525.828**	***Net Deferred Tax Assets - the Group - Net***
Liabilitas Pajak Tangguhan						***Deferred Tax Liabilities***
Liabilitas pembongkaran dan restorasi area	15.417.851	-	-	1.568.763	16.986.614	*Asset abandonment and site restoration obligations*
Rugi Fiskal yang Dapat dibawa di masa depan	1.839.063	-	-	13.578.765	15.417.828	*Tax loss carryforward*
Beban pendanaan	12.612.840	-	-	1.124.979	13.737.819	*Finance cost*
Aset tetap	5.759.465	-	-	243.803	6.003.268	*Properties, plant and equipment*
Instrumen lindung nilai	7.835.189	-	-	(3.346.828)	4.488.361	*Hedging instruments*
Liabilitas imbalan kerja	2.220.095	-	-	34.727	2.254.822	*Employee benefit liabilities*
Pendapatan yang ditangguhkan	471.420	-	-	956.907	1.428.327	*Unearned revenue*
Persediaan	413.171	-	-	(89.449)	323.722	*Inventories*
Keuntungan/kerugian mata uang Asing yang belum direalisasi	(790.639)	-	-	954.490	163.851	*Unrealized gain/loss of foreign exchange*
Cadangan penurunan nilai piutang	713.836	-	-	(713.836)	-	*Allowance for impairment of receivables*
Keuntungan yang belum direalisasikan atas surat berharga	(289.296)	-	-	240.474	(48.822)	*Unrealized income on marketable securities*
Pembayaran berbasis saham	357.780	-	-	(687.570)	(329.790)	*Share-based payment*
Beda temporer atas Investasi pada entitas anak yang dicatat sebagai aset tersedia untuk dijual	(2.330.331)	-	-	(1.749.103)	(4.079.434)	*Temporary difference from Investment in subsidiaries which were classified as assets held for sale*
Piutang sewa pembiayaan	(18.160.391)	-	-	302.387	(17.858.004)	*Finance lease receiveable*
Penyesuaian nilai wajar investasi pada entitas anak/ entitas asosiasi	(35.670.565)	-	-	2.102.179	(33.568.386)	*Fair value adjustment of investment in subsidiaries/ associates*
Aset keuangan konsesi	(42.194.019)	-	-	(16.079.474)	(58.273.493)	*Concession financial assets*
Aset minyak dan gas bumi	(77.852.825)	-	1.643.000	(51.075.304)	(127.285.129)	*Oil and gas properties*
Lainnya	(7.078.886)	-	-	(793.970)	(7.872.856)	*Others*
Liabilitas Pajak Tangguhan - Grup - Neto	**(136.726.242)**	**-**	**1.643.000**	**(53.428.060)**	**(188.511.302)**	***Net Deferred Tax Liabilities - the Group - Net***

35. PERPAJAKAN (lanjutan)

35. TAXATION (continued)

c. Pajak Tangguhan (lanjutan)

c. Deferred Tax (continued)

	2018					
	31 Desember 2017/ *December 31, 2017*	Penambahan dari akuisisi/ *Additions from acquisition*	Aset/liabilitas pajak tangguhan atas entitas anak yang diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual dan operasi yang dihentikan/ *Deferred tax assets/liabilities of subsidiaries classified as held for sale and discontinued operations*	(Dibebankan) dikreditkan ke laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian/ *(Charged) credited to consolidated statement of profit or loss and other comprehensive income*	31 Desember 2018/ *December 31, 2018*	
Jumlah Beban Pajak Tangguhan Grup				(52.653.865)		*Total Deferred Tax Expense of the Group*
Beban Pajak Tangguhan dari pendapatan komprehensif lain				5.721.487		*Deferred Tax Expense from other comprehensive income*
Dampak selisih kurs				(2.218.018)		*Effect of foreign exchange rate*
Beban Pajak Tangguhan Neto dari Operasi yang Dilanjutkan				(49.150.396)		*Net Deferred Tax Expense from Continuing Operations*

Tidak ada konsekuensi pajak atas beda temporer dari investasi pada entitas anak dan asosiasi Indonesia dengan persentase kepemilikan 25% atau lebih dan Grup tidak bermaksud menjual entitas anak dan entitas asosiasi tersebut di masa depan.

Pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, aset pajak tangguhan yang tidak diakui tersebut adalah masing-masing sebesar AS$62.705.275 dan AS$31.072.761. Rugi fiskal tersebut terkait kepada entitas anak yang masih mengalami kerugian, belum kadaluwarsa dan tidak dapat digunakan untuk disalinghapuskan dengan penghasilan kena pajak entitas lain dalam Grup dan biaya yang belum terpulihkan terkait atas entitas anak yang bergerak dalam eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi yang dapat terpulihkan melalui penjualan minyak dan gas bumi ketika sudah berproduksi.

There is no tax consequence for temporary difference from investment in Indonesian subsidiaries and associates with ownership percentage of 25% or above and the Group does not have intention to sell such subsidiaries and associates in the forseeable future.

As of December 31, 2019 and 2018, the unrecognized deferred tax assets amounted to US$62,705,275 and US$31,072,761, respectively. These tax losses relate to subsidiaries which have incurred losses, have not yet expired and may not be used to offset taxable profits elsewhere in the Group and unrecovered costs that relates to subsidiaries involved in oil and gas exploration and production which will be recovered through sales of oil and gas when the production started.

35. PERPAJAKAN (lanjutan) / *35. TAXATION (continued)*

c. Pajak Tangguhan (lanjutan) / *Deferred Tax (continued)*

Pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, Grup memiliki estimasi rugi pajak sebagai berikut: / *As of December 31, 2019 and 2018, the Group has an estimated tax losses carry forward as follows:*

	Tahun kadaluwarsa/ *Expiry year*	**2019**	
Tahun pajak 2019	2024	72.457.760	*2019 fiscal year*
Tahun pajak 2018	2023	51.847.274	*2018 fiscal year*
Tahun pajak 2017	2022	30.867.101	*2017 fiscal year*
Tahun pajak 2016	2021	13.169.650	*2016 fiscal year*
Tahun pajak 2015	2020	9.539.009	*2015 fiscal year*
Jumlah		**177.880.794**	***Total***

	Tahun kadaluwarsa/ *Expiry year*	**2018**	
Tahun pajak 2018	2023	51.336.391	*2018 fiscal year*
Tahun pajak 2017	2022	30.831.752	*2017 fiscal year*
Tahun pajak 2016	2021	13.135.486	*2016 fiscal year*
Tahun pajak 2015	2020	12.388.955	*2015 fiscal year*
Tahun pajak 2014	2019	6.773.581	*2014 fiscal year*
Jumlah		**114.466.165**	***Total***

d. Rekonsiliasi antara beban pajak dengan hasil perhitungan menggunakan tarif pajak *statutory* yang berlaku atas rugi sebelum beban pajak Perusahaan adalah sebagai berikut: / *A reconciliation between the income tax expense and the amount computed by applying the statutory tax rate to loss before income tax expense of the Company is as follows:*

	2019	**2018**	
Laba konsolidasian sebelum beban pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan	179.146.124	202.189.789	*Consolidated profit before income tax expense from continuing operations*
Beban pajak menggunakan tarif pajak efektif yang berlaku	(90.859.284)	(127.769.510)	*Tax expense using statutory tax rate*
Dampak pajak dari perbedaan tetap	(53.574.402)	(43.219.536)	*Tax effects of permanent differences*
Bagian rugi dari entitas asosiasi dan ventura bersama	(8.610.077)	(16.685.167)	*Share of net loss of associates and joint venture*
Aset pajak tangguhan yang tidak diakui	(27.905.950)	(8.012.808)	*Unrecognized deferred tax assets*
Lain-lain	(18.423.537)	(793.969)	*Others*
Beban Pajak - Neto	**(199.373.250)**	**(196.480.990)**	***Tax Expense - Net***

36. ASET DIMILIKI UNTUK DIJUAL DAN OPERASI YANG DIHENTIKAN

36. ASSETS HELD FOR SALE AND DISCONTINUED OPERATIONS

Aset dimiliki untuk dijual

Assets held for sale

Rincian dari akun ini adalah sebagai berikut:

The details of this account are as follows:

	2019	2018	
PT Amman Mineral Internasional	201.978.265	-	*PT Amman Mineral Internasional*
Medco International Ventures Ltd	122.100.876	-	*Medco International Ventures Ltd*
PT Exspan Petrogas Intranusa	27.253.095	29.166.596	*PT Exspan Petrogas Intranusa*
Medco Arabia Ltd	16.166.049	-	*Medco Arabia Ltd*
PT Medco Downstream Indonesia	846.555	238.752.135	*PT Medco Downstream Indonesia*
Medco Energi US LLC	322.508	2.089.121	*Medco Energi US LLC*
PT Api Metra Graha	-	388.768.298	*PT Api Metra Graha*
Medco Tunisia Petroleum Limited	-	50.974.125	*Medco Tunisia Petroleum Limited*
Jumlah	**368.667.348**	**709.750.275**	***Total***

Liabilitas yang secara langsung berhubungan dengan aset dimiliki untuk dijual

Liabilities directly associated with assets held for sale

Rincian dari akun ini adalah sebagai berikut:

The details of this account are as follows:

	2019	2018	
PT Exspan Petrogas Intranusa	7.417.951	8.517.921	*PT Exspan Petrogas Intranusa*
PT Medco Downstream Indonesia	6.257.762	6.327.046	*PT Medco Downstream Indonesia*
Medco International Ventures Ltd	3.356.492	-	*Medco International Ventures Ltd*
Medco Energi US LLC	89.572	4.946.595	*Medco Energi US LLC*
PT Api Metra Graha	-	142.410.305	*PT Api Metra Graha*
Medco Tunisia Petroleum Limited	-	25.689.153	*Medco Tunisia Petroleum Limited*
Jumlah	**17.121.777**	**187.891.020**	***Total***

36. ASET DIMILIKI UNTUK DIJUAL DAN OPERASI YANG DIHENTIKAN (lanjutan)

PT Amman Mineral Internasional ("AMI")

Pada Desember 2019, manajemen memiliki intensi untuk menjual 10% kepemilikannya di PT Amman Mineral Internasional ("AMI"). Pada Februari 2020, manajemen memutuskan untuk menjual 10% kepemilikannya di AMI dengan menandatangani Perjanjian Jual Beli dengan PT Sumber Mineral Citra Nusantara ("SMCN") untuk menjual 10% kepemilikan sahamnya di AMI seharga AS$202 juta. SMCN telah membayar AS$10 juta pada tanggal 7 April 2020 dan sisanya diperkirakan akan dibayar sebelum tanggal 31 Maret 2021. Oleh karena itu, manajemen memutuskan untuk mengklasifikasikan 10% kepemilikannya atas AMI sebagai aset dimiliki untuk dijual di laporan keuangan konsolidasian tanggal 31 Desember 2019.

Medco Arabia Ltd

Pada Desember 2019, manajemen melalui Medco Arabia Ltd, entitas anak yang tidak dimiliki secara langsung, berniat untuk melepas hak partisipasi (sampai dengan 45%) dan hak pengelolaan sebagai Operator di Oman Blok 56 kepada calon *Farmee* dari pihak ketiga. Sampai dengan tanggal 31 Desember 2019 dan sampai dengan tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasian, manajemen sedang dalam proses untuk melepas hak partisipasi dan hak pengelolaan sebagai operator di Oman Blok 56 dengan calon Farmee dari pihak ketiga dan manajemen memperkirakan akan selesai pada akhir tahun 2020. Terkait hal tersebut, manajemen telah memutuskan untuk mengklasifikasi hak partisipasinya sampai dengan 45% di Oman Blok 56 sebagai aset yang dimiliki untuk dijual pada laporan keuangan konsolidasian 31 Desember 2019.

36. ASSETS HELD FOR SALE AND DISCONTINUED OPERATIONS (continued)

PT Amman Mineral Internasional ("AMI")

In December 2019, management has the intention to sell its 10% ownership in PT Amman Mineral Internasional ("AMI"). In February 2020, the management decided to sell its 10% ownership in AMI by entering into a Sales and Purchase Agreement with PT Sumber Mineral Citra Nusantara ("SMCN") to sell 10% of the Company's shares in AMI with total consideration amounting to US$202 million. SMCN has paid US$10 million on April 7, 2020 and the remaining amount is expected to be paid prior to March 31, 2021. Therefore, management decided to classify its 10% ownership in AMI as asset held for sale in the consolidated financial statements as of December 31,2019.

Medco Arabia Ltd

In December 2019, the management through Medco Arabia Ltd, an indirect subsidiary, has an intention to farm-out its Participating Interest (up to 45%) and Operatorship in Oman Block 56 to prospective third party Farmee. As of December 31, 2019 and until the completion date of these consolidated financial statements, management is still in the process of farming out its Participating Interest and Operatorship in Oman Block 56 with the prospective third party Farmee and expected by management to be completed by end of 2020. In this regard, management decided to classify up to 45% Participating Interest in Oman Block 56 as held for sale asset in the consolidated financial statement as of December 31, 2019.

36. ASET DIMILIKI UNTUK DIJUAL DAN OPERASI YANG DIHENTIKAN (lanjutan)

Medco International Ventures Limited

Pada tahun 2019, manajemen mempertimbangkan untuk melepaskan asetnya di Libya (Blok 47). Selama kuartal kedua tahun 2019, manajemen telah menyampaikan surat permintaan kepada Pemerintah Libya melalui National Oil Corporation ("NOC") untuk mendapatkan persetujuan atas pembukaan informasi teknis kepada beberapa pembeli potensial atas kepemilikan interest grup di Blok 47 Libya. NOC Libya telah memberikan persetujuan untuk mengungkapkan pembukaan informasi teknis kepada calon pembeli atas kepemilikan interest di Blok 47.

Penyelesaian divestasi ini akan menghapus kehadiran Grup di Libya dan manajemen tidak memiliki niat untuk melanjutkan atau mencari peluang lain di Libya. Oleh karena itu, manajemen memutuskan untuk mengklasifikasikan aset di Libya sebagai aset yang dimiliki untuk dijual dan menyajikan kinerja keuangannya sebagai bagian dari operasi yang dihentikan.

Sampai dengan tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasian, meskipun manajemen masih belum menerima proposal dari calon pembeli-pembeli tersebut, tidak ada perubahan dari rencana manajemen untuk melepas operasi di Libya dan manajemen secara aktif mengambil tindakan-tindakan yang diperlukan untuk memproses pelepasan tersebut kepada calon-calon pembeli.

Ophir Mexico Block 5 Salina, S.A. De C.V.

Pada 16 Mei 2019, Ophir mengumumkan bahwa telah menyetujui untuk menjual 23,33% kepentingan di Block 5 (Cuenca Salina), di lepas pantai Meksiko kepada mitra yang telah ada di blok tersebut. Terkait dengan penutupan tersebut, kepentingan atas lisensi akan dilaksanakan oleh Murphy Sur, S. de R.L de C.V (40%-operator), Sierra Offshore Exploration, S. de R.L. de C.V. (30%) dan PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V. (30%). Penjualan telah selesai pada 13 Desember 2019 dengan kas yang diterima sebesar AS$39.094.344.

36. ASSETS HELD FOR SALE AND DISCONTINUED OPERATIONS (continued)

Medco International Ventures Limited

In 2019, management has an intention to divest its assets in Libya (Block 47). During the second quarter of 2019, management has submitted a request letter to Government of Libya, through National Oil Corporation ("NOC"), to obtain their consent to disclose certain technical information to some prospective buyers interested to buy the Group's interest in Block 47. The Libyan NOC has granted consent to disclose technical data to potential buyers of the Company's interest in Block 47.

The completion of divestment will remove the Group's presence in Libya and management has no intention to continue to seek another opportunity in Libya. Therefore, management has decided to classify its Libya assets as held for sale asset and present its financial statement performance as part of discontinued operations.

As of the completion date of the consolidated financial statements, although management has yet to receive the proposal from those prospective buyers, there is no change in management's plan to divest the Libya operations and management is actively taking necessary actions to process the divestment to prospective buyers.

Ophir Mexico Block 5 Salina, S.A. De C.V.

On May 16, 2019, Ophir announced it had agreed to sell its 23.33% interest in Block 5 (Cuenca Salina), offshore Mexico to the existing partners in the block. Upon closing, interest in the license will be held by Murphy Sur, S. de R.L de C.V (40%-operator), Sierra Offshore Exploration, S. de R.L. de C.V. (30%) and PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V. (30%). The sale was completed on December 13, 2019 for a cash consideration of US$39,094,344.

36. ASET DIMILIKI UNTUK DIJUAL DAN OPERASI YANG DIHENTIKAN (lanjutan)

Medco Tunisia Petroleum Ltd. dan entitas anaknya

Pada Oktober 2018, manajemen memutuskan untuk menghentikan operasi Perusahaan di Tunisia. Pada awal Desember 2018, manajemen telah berkomunikasi secara intens dengan pembeli potensial untuk menegosiasikan perjanjian penjualan dan secara bersamaan melakukan *due diligence* atas aset tersebut. Hal yang didiskusikan dengan calon pembeli merujuk pada penjualan atas entitas anak Grup yang memiliki semua operasi di Tunisia. Penyelesaian transaksi ini akan menghapus kehadiran Grup di Tunisia. Dengan mempertimbangkan bahwa pada saat ini, manajemen tidak memiliki niat untuk melanjutkan atau mencari peluang lain di Tunisia, manajemen memutuskan untuk mengklasifikasikan semua aset di Tunisia sebagai aset yang dimiliki untuk dijual dan menyajikan kinerja keuangannya sebagai bagian dari operasi yang dihentikan pada tanggal 31 Desember 2018.

Pada tanggal 23 April 2019, Medco Energi Global Pte. Ltd. ("MEG") menandatangani *Share Purchase and Sale Agreement* ("SSPA") dengan Anglo Tunisian and Gas Limited ("ATOG") untuk menjual 100% sahamnya di Medco Tunisia Petroleum Limited ("MTPL"). SSPA ini telah beberapa kali mengalami perubahan. Berdasarkan SSPA per tanggal 20 Desember 2019 dengan harga beli yang telah disepakati atas penjualan saham di MTPL sejumlah AS$24.500.000 dengan kewajiban setelah penyelesaian sejumlah AS$1.600.000. Pada tanggal 31 Desember 2019, sisa dari harga beli yang telah disepakati sejumlah AS$17.100.000 dan dicatat sebagai "Piutang lain-lain" (Catatan 7). Selanjutnya pada tahun 2020, sampai dengan tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasian, Grup telah menerima pembayaran dari Grup ATOG sejumlah AS$5.150.000.

Sisa pembayaran setelah tanggal penyelesaian dijamin dengan jaminan-jaminan tertentu dari Grup ATOG.

Transaksi ini telah selesai pada tanggal 19 November 2019 dan menghapus kehadiran Grup di Tunisia.

Untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2019, Grup mengakui kerugian atas divestasi sebesar AS$0,46 juta; sedangkan untuk tahun yang berakhir tanggal 31 Desember 2018, Grup mengakui kerugian atas pengukuran nilai wajar aset dikurangi biaya untuk menjual sebesar AS$3,72 juta.

36. ASSETS HELD FOR SALE AND DISCONTINUED OPERATIONS (continued)

Medco Tunisia Petroleum Ltd. and its subsidiaries

In October 2018, management decided to discontinue the Company's operation in Tunisia. By early December 2018, management has been communicating intensely with a potential buyer to negotiate the sale agreement while simultaneous performing due diligence on the asset. The terms discussed with the potential buyer refer to the sale of the Group's subsidiary that owned all of the operations in Tunisia. The completion of the transaction will remove Group's presence in Tunisia. Considering that at the present time, management has no intention to continue or seek another opportunity in Tunisia, management decided to classify all the Tunisia asset as held for sale asset and present its financial performance as part of discontinued operations as of December 31, 2018.

On April 23, 2019, Medco Energi Global Pte. Ltd. ("MEG") signed Share Purchase and Sale Agreement ("SSPA") with Anglo Tunisian and Gas Limited ("ATOG") to sell 100% of its shares in Medco Tunisia Petroleum Limited ("MTPL"). The SSPA was amended several times. Based on SSPA amendment dated on December 20, 2019, the agreed purchase price of MTPL shares amounted to US$24,500,000 with post-closing obligation in the amount of US$1,600,000. As of December 31, 2019, the outstanding amount of agreed purchase price amounting to US$17,100,000 is recorded as part of "Other receivables" (Note 7). Subsequently in 2020, up to the completion date of the consolidated financial statements, the Group has received payments from ATOG Group amounting to US$5,150,000.

The remaining post-closing payment is secured by certain securities provided by ATOG Group.

This transaction was completed on November 19, 2019 and has removed the Group's presence in Tunisia.

For the year ended December 31, 2019, the Group recognized loss on divestment amounting to US$0.46 million; while for the year ended December 31, 2018, the Group recognized loss on fair valve less costs to sell amounting to US$3.72 million.

36. ASET DIMILIKI UNTUK DIJUAL DAN OPERASI YANG DIHENTIKAN (lanjutan)

Medco Energi USA Inc. dan entitas anaknya

Pada Oktober 2018, manajemen memutuskan untuk melepaskan asetnya di wilayah Amerika Utara. Pada tanggal 9 November 2018, melalui Medco Energi US LLC, manajemen menerima tawaran dari Northstar Offshore Ventures LLC ("Northstar") untuk mengakuisisi hak partisipasi di *Main Pass* Blok 64 dan 65. Jika transaksi divestasi berhasil, Grup akan dapat mendivestasikan satu-satunya aset yang masih beroperasi di wilayah Amerika Utara karena proses *plug and abandon* di aset Kamerun Timur hampir selesai. Mengacu pada fakta-fakta yang disebutkan di atas, manajemen memutuskan untuk mengklasifikasikan aset di Amerika Utara sebagai aset yang dimiliki untuk dijual dan menyajikan kinerja keuangannya sebagai bagian dari operasi yang dihentikan pada tanggal 31 Desember 2018.

Pada tanggal 7 Februari 2019, Medco Energi US LLC ("MEUS"), entitas anak yang secara tidak langsung dimiliki seluruhnya oleh Perusahaan, menandatangani *Asset Purchase and Sale Agreement* ("Perjanjian") dengan Sanare Energy Partners LLC ("Sanare") (sebelumnya bernama Northstar Offshore Ventures LLC) untuk penjualan Blok *Main Pass* di teluk Meksiko dengan harga penjualan sebesar AS$150.000. Harga penjualan ini akan disesuaikan sampai dengan periode penutupan yang didefinisikan di Perjanjian.

Berdasarkan atas perjanjian tersebut, MEUS dan Sanare sepakat bahwa MEUS akan membayar kepada Sanare atas porsi MEUS terkait biaya pemeriksaan ONRR yang termasuk di dalam *settlement statement* atas kedua belah pihak tersebut. Pada bulan Februari 2019, MEUS telah membayar kepada Sanare atas porsinya terkait dengan biaya pemeriksaan ONRR. Selanjutnya, Sanare sebagai pembeli akan memiliki kewajiban atas biaya ONRR dan bertanggungjawab untuk melunaskan biaya tersebut.

Penyelesaian atas transaksi ini telah dilakukan pada tanggal 7 Februari 2019.

Setelah penyelesaian penjualan pada tahun 2019, tidak ada tambahan keuntungan atau kerugian yang diakui oleh Grup untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2019. Nilai tercatat dari aset yang dimiliki untuk dijual telah diukur pada jumlah yang dapat dipulihkan untuk tahun yang berakhir pada 31 Desember 2018.

36. ASSETS HELD FOR SALE AND DISCONTINUED OPERATIONS (continued)

Medco Energi USA Inc, and its subsidiaries

In October 2018, management decided to divest its assets on North America region. On November 9, 2018, through Medco Energi US LLC, the management received an offer from Northstar Offshore Ventures LLC ("Northstar") for the acquisition of working interest in Main Pass Blocks 64 and 65. Should the transaction work through, the Group will be able to divest the only asset in operation within North America region as East Cameroon asset is in near completion for its plug and abandonment process. Referred to the above mentioned facts, management decided to classify its North America asset as held for sale asset and present its financial performance as part of discontinued operations as of December 31, 2018.

On February 7, 2019, Medco Energi US LLC ("MEUS"), wholly-owned indirect subsidiary of the Company, signed Asset Purchase and Sale Agreement ("the Agreement") with Sanare Energy Partners LLC ("Sanare") (previously known as Northstar Offshore Ventures LLC) for the sale of Main Pass Block located in Gulf of Mexico with purchase price of US$150,000. The purchase price is subject to adjustments until the closing period as defined in the Agreement.

Pursuant to the Agreement, MEUS and Sanare agreed that MEUS will pay to Sanare the MEUS's share on the ONRR proceedings and ONRR fees to be included in the settlement statement of both parties. In February 2019, MEUS paid Sanare its share of the ONRR fees. Further, Sanare as the buyer will assume the responsibility for the ONRR proceedings, will bear all post-closing costs of ONRR proceedings and will be responsible for the ultimate payment of the contested ONRR fees.

The closing date of this transaction occurred on February 7, 2019.

Upon completion of the sale in 2019, no additional gain or loss was recognized by the Group for the year ended December 31, 2019. The carrying amount of the assets held for sale have been measured at their recoverable amounts for the year ended December 31, 2018.

36. ASET DIMILIKI UNTUK DIJUAL DAN OPERASI YANG DIHENTIKAN (lanjutan)

PT Api Metra Graha ("AMG")

Pada tanggal 15 Maret 2017, manajemen lebih lanjut menyetujui rencana untuk melepas kepemilikannya di PT Api Metra Graha ("AMG"). Pada tanggal 31 Desember 2017, rencana transaksi dalam proses negosiasi dengan pembeli yang diusulkan dan kemungkinan besar akan selesai paling lambat akhir kuartal pertama tahun 2018.

Pada tanggal 15 Februari 2018, Perusahaan memperoleh *Letter of Interest* dari PT Medco Daya Abadi Lestari ("MDAL") untuk mengakuisisi 100% kepemilikan di AMG dalam dua tahap.

Manajemen memutuskan untuk melakukan perpanjangan periode untuk menyelesaikan penjualan atas aset yang tersedia untuk dijual karena selama periode satu tahun awal timbul keadaan yang sebelumnya tidak dipertimbangkan yang menyebabkan aset dimiliki untuk dijual belum terjual sampai dengan akhir 2018. Grup telah mengambil tindakan yang diperlukan untuk merespon keadaan tersebut dengan cara menawarkan aset tersebut secara aktif kepada beberapa pembeli potensial pada tingkat harga yang wajar.

Pada tanggal 28 Desember 2018, Perusahaan dan MDAL menandatangani Perjanjian Jual Beli Saham Bersyarat ("PJBSB") dimana Perusahaan setuju untuk menjual 116.280 lembar saham yang mewakili 51% kepemlikan saham di AMG kepada MDAL seharga AS$163 juta. Penjualan tersebut diselesaikan pada tanggal 29 Maret 2019. Harga pembelian saham akan dibayarkan dalam beberapa tahapan. Tahap pertama sebesar AS$83,1 juta, termasuk novasi atas utang Perusahaan ke AMG, diterima sebelum tanggal 29 Maret 2019. Pembayaran terakhir sebesar AS$79,9 juta akan dikenakan bunga pada tingkat suku bunga 5,85% per tahun sampai pembayaran diterima paling lambat enam bulan setelah tanggal penyelesaian transaksi. Berdasarkan PJBSB, baik MDAL maupun Perusahaan memiliki opsi pertama untuk membeli kepemilikan saham AMG dari pihak lainnya sebelum tanggal 31 Desember 2022.

Perusahaan telah menerima pembayaran uang muka sebesar AS$10 juta dari MDAL terkait dengan transaksi ini pada tanggal 28 Desember 2018. Pada tanggal 31 Desember 2018, pembayaran ini dicatat pada akun "Utang Lain-lain" (Catatan 21). Jumlah sisa dari total harga jual telah diterima oleh perusahaan pada tanggal 30 Juni 2019.

36. ASSETS HELD FOR SALE AND DISCONTINUED OPERATIONS (continued)

PT Api Metra Graha ("AMG")

On March 15, 2017, the management approved the plan to dispose its ownership in PT Api Metra Graha ("AMG"). As of December 31, 2017, such proposed transaction is in negotiation with proposed buyers and are likely to be concluded at the latest end of 2018 first quarter.

On February 15, 2018, the Company obtained Letter of Interest from PT Medco Daya Abadi Lestari ("MDAL") for the acquisition of 100% ownership in AMG in two phases.

Management decided to extend the period to complete the sale of assets available for sale since during the initial one year period, there are unpredictable situations which resulted the assets held for sale to have not yet been sold until the end of 2018. The Group has taken the necessary actions to respond to the situation by actively offering such assets to several potential buyers at fair market price.

On December 28, 2018, the Company and MDAL signed a Conditional Sale and Purchase Agreement ("CSPA") whereby the Company agreed to sell 116,280 shares representing 51% shares ownership in AMG to MDAL for US$163 million. The sales was closed on March 29, 2019. The purchase price will be paid in stages. The first consideration of US$83.1 million including the novation of the Company's debt to AMG was received prior to March 29, 2019. The final payment of U$79.9 million will bear interest at a rate of 5.85% per annum until paid no later than six months after the closing date. Under the CSPA, both MDAL and the the Company have the first option to purchase the other party's remaining shares in AMG prior to December 31, 2022.

The Company has received a down payment of US$10 million from MDAL related to this transaction on December 28, 2018. As of December 31, 2018, the payment from MDAL related to this transaction has been recorded as part of "Other Payables" account (Note 21). The remaining amount of the total selling price was received by the Company on June 30, 2019.

36. ASET DIMILIKI UNTUK DIJUAL DAN OPERASI YANG DIHENTIKAN (lanjutan)

PT Api Metra Graha ("AMG") (lanjutan)

Transaksi penjualan saham AMG dianggap sebagai transaksi penjualan bisnis kepada entitas induk yang memenuhi syarat sebagai kombinasi bisnis yang melibatkan entitas atau bisnis sepengendali karena mencakup transaksi seperti pemindahan anak perusahaan atau bisnis antar entitas dalam grup. Oleh karena itu, selisih antara imbalan yang diterima dengan nilai tercatat AMG sebesar AS$7,7 juta dicatat sebagai bagian dari tambahan modal disetor (Catatan 29). Nilai tercatat AMG dan jumlah imbalan yang diterima dari transaksi ini masing-masing adalah sebesar AS$155,4 juta dan AS$163 juta.

Setelah pemenuhan syarat-syarat sebelum PJBSB, transaksi penjualan dianggap efektif pada tanggal 29 Maret 2019. Pada tanggal efektif divestasi 51% kepemilikan saham di AMG, sejak tanggal 29 Maret 2019, Grup mencatat sisa kepemilikan sebesar 49% pada AMG sebagai investasi pada entitas asosiasi menggunakan metode ekuitas dan pengukuran kembali sisa 49% kepemilikan di AMG pada nilai wajar sebesar AS$156,6 juta (Catatan 13). Sehubungan dengan pengukuran kembali nilai wajar kepemilikan 49% di AMG, Grup mengakui keuntungan atas pengukuran kembali sebesar AS$5,8 juta yang dicatat sebagai "Pendapatan Lain-lain" pada laporan laba rugi tanggal 31 Desember 2019.

PT Exspan Petrogas Intranusa ("EPI")

Pada tanggal 22 Desember 2016, manajemen menyetujui rencana untuk melepas kepemilikannya pada entitas anak, PT Exspan Petrogas Intranusa ("EPI").

Pada tanggal 31 Desember 2017, manajemen memutuskan untuk memindahkan klasifikasi PT Exspan Petrogas Intranusa ("EPI") menjadi operasi yang dihentikan. Berdasarkan Resolusi BOD/BOC No. RESO-003/MGT/MEDC/II/2018 tanggal 19 Februari 2018, manajemen memutuskan untuk membatasi operasi EPI hanya pada dua rig yang dikontrak saat ini (*Workover Rig 8* dan *Drilling Rig 9*) dan menutup operasi lainnya yang tersisa. EPI saat ini beroperasi dengan pendanaan sendiri, dan menjaga belanja modal dan biaya operasi secara minimal. Hal ini untuk memastikan operasi dapat tetap berlanjut sampai ada pembeli/investor potensial yang datang.

36. ASSETS HELD FOR SALE AND DISCONTINUED OPERATIONS (continued)

PT Api Metra Graha ("AMG") (continued)

The sale of shares of AMG was considered as a sale of business to its parent entity which qualifies as a business combination involving entities or businesses under common control since it includes transactions such as transfer of subsidiaries or business between entities within a group. Therefore, the difference between the total consideration received with the carrying value of AMG which amounted to US$7.7 million was recognized as part of additional paid in capital (Note 29). The carrying value of AMG and total consideration received is amounting to US$155.4 million and US$163 million, respectively.

Upon fulfillment of the conditions precedent of the CSPA, the sale transaction is considered effective on March 29, 2019. At the effective date of the divestment of 51% shares ownership in AMG, starting March 29, 2019, the Group accounted for the remaining interest of 49% in AMG as investment in associate using equity method and re-measured the remaining 49% ownership in AMG at fair value amounting to US$156.6 million (Note 13). Due to the fair value remeasurement of the 49% ownership in AMG, the Group recognized gain on the fair value remeasurement amounting to US$5.8 million which is recorded as "Other Income" in the December 31, 2019 profit or loss.

PT Exspan Petrogas Intranusa ("EPI")

On December 22, 2016, the management approved the plan to dispose of its ownership in subsidiary, PT Exspan Petrogas Intranusa ("EPI").

As of December 31, 2017, the management decided to move the classification of PT Exspan Petrogas Intranusa ("EPI") to discontinued operation. Based on BOD/BOC Resolution of the Company No. RESO-003/MGT/MEDC/II/2018 dated February 19, 2018, management has decided to limit EPI's operation only to the two currently contracted rigs (Workover Rig 8 and Drilling Rig 9) and shut down other remaining operations. EPI is now running with self-funded operation, and maintaining the minimum level of capex and operational cost. This is to ensure that the operation can sustain until new potential buyer/investor coming in.

36. ASET DIMILIKI UNTUK DIJUAL DAN OPERASI YANG DIHENTIKAN (lanjutan)

PT Medco Energi Mining Internasional dan entitas anak ("MEMI Grup")

Pada tanggal 22 Desember 2016, manajemen menyetujui rencana untuk melepas kepemilikannya pada entitas anak yaitu PT Medco Energi Mining Internasional dan entitas anak ("MEMI Grup").

Pada tanggal 28 Juni 2018, Perusahaan telah menandatangani *Head of Agreements* dengan MDAL yang menyatakan bahwa penjualan atas MEMI dan MII Grup merupakan suatu transaksi yang integral dan tidak terpisahkan.

Pada tanggal 29 Juni 2018, Perusahaan menandatangani Perjanjian Jual Beli Saham Bersyarat ("PJBS") dengan PT Medco Daya Abadi Lestari ("MDAL"). Perusahaan akan menjual 99,96% saham PT Medco Energi Mining Internasional ("MEMI") kepada MDAL. Pada tanggal 29 Juni 2018, PT Medco Energi Nusantara ("MEN") menandatangani PJBS dengan PT Bahtera Daya Makmur ("BDM"). MEN akan menjual 0,04% saham MEMI kepada BDM. Penyelesaian transaksi ini bergantung kepada pemenuhan kondisi-kondisi tertentu sebagaimana dicantumkan dalam PJBS.

Pada tanggal 30 September 2018, Perusahaan, MDAL, MEN, dan BDM menandatangani Amandemen atas PJBS tanggal 29 Juni 2018 untuk mengubah tanggal terakhir untuk *closing date* dari tanggal 30 September 2018 menjadi tanggal 30 November 2018. Selanjutnya, tanggal *closing* diperpanjang sampai dengan tanggal 31 Desember 2018.

Penjualan saham MEMI ini telah mendapat persetujuan berdasarkan Keputusan Sirkuler Para Pemegang saham dengan Akta Notaris No. 25 oleh Siti Rumondang Bulan Lubis, SH, M.Kn pada tanggal 28 Desember 2018 yang menyetujui penjualan saham yang dimiliki oleh Perusahaan sebanyak 106.925.000 lembar saham kepada MDAL. Penjualan saham ini dilanjutkan dengan Akta Notaris No. 27 oleh Siti Rumondang Bulan Lubis, SH, M.Kn pada tanggal 31 Desember 2018 yang menyetujui penjualan saham yang dimiliki oleh Perusahaan sebanyak 111.280.063 lembar saham kepada MDAL dan saham yang dimiliki oleh MEN sebanyak 10.000 lembar saham kepada BDM. Sehingga untuk selanjutnya MEMI tidak lagi menjadi entitas anak Perusahaan.

36. ASSETS HELD FOR SALE AND DISCONTINUED OPERATIONS (continued)

PT Medco Energi Mining Internasional and its subsidiaries ("MEMI Group")

On December 22, 2016, the management approved the plan to dispose its ownership in subsidiary, namely PT Medco Energi Mining Internasional and its subsidiaries ("MEMI Group").

On June 28, 2018, the Company signed the Head of Agreements with MDAL which stipulates that the sale of MEMI and MII Groups are considered as an integral and inseparable transaction.

On June 29, 2018, the Company signed a Conditional Share Sale and Purchase Agreement ("CSPA") with PT Medco Daya Abadi Lestari ("MDAL"). The Company will sell 99.96% shares of PT Medco Energi Mining International ("MEMI") to MDAL. On June 29, 2018, PT Medco Energi Nusantara ("MEN") signed CSPA with PT Bahtera Daya Makmur ("BDM"). MEN will sell 0.04% shares of MEMI to BDM. The settlement of this transaction is based on the fulfilment of terms and condition on the CSPA.

On September 30, 2018, the Company, MDAL, MEN, and BDM signed Amendment to CSPA dated June 29, 2018 to change the latest closing date from September 30, 2018 to November 30, 2018. Subsequently, the closing date was extended until December 31, 2018.

The sale of shares of MEMI has been approved based on Resolution of the Shareholders under Notarial Deed No. 25 by Siti Rumondang Bulan Lubis, SH, M.Kn on December 28, 2018 that approved the sale of 106,925,000 shares owned by the Company to MDAL. This share sale based on with Notarial Deed No. 27 by Siti Rumondang Bulan Lubis, SH, M.Kn on December 31, 2018 approved the sale of 111,280,063 shares owned by the Company to MDAL and 10,000 shares owned by MEN to BDM. Therefore, MEMI is no longer a subsidiary after the sale of shares transaction.

36. ASET DIMILIKI UNTUK DIJUAL DAN OPERASI YANG DIHENTIKAN (lanjutan)

PT Medco Infrastruktur Indonesia dan entitas anak ("MII Grup")

Pada tanggal 22 Desember 2016, manajemen menyetujui rencana untuk melepas kepemilikannya pada entitas anak, yaitu MII Grup.

Pada pertengahan tahun 2017, Perusahaan mengubah rencana penjualan MII dengan rencana pembelian kepemilikan pada PT Mitra Energi Gas Sumatera ("MEGS"), entitas anak MII, mengingat sifat usaha MEGS terkait dengan operasi usaha utama Grup. Sehubungan perubahan rencana tersebut, aset dan liabilitas MEGS diklasfikasikan kembali pada klasifikasi semula dan hasil usaha diklasifikasikan kembali dari operasi yang dihentikan menjadi operasi yang dilanjutkan. Pada tanggal 14 September 2017, Perusahaan melakukan pembelian 100% saham MEGS dari MGI.

Pada tanggal 28 Juni 2018, Perusahaan telah menandatangani *Head of Agreements* dengan MDAL yang menyatakan bahwa penjualan atas MII dan MEMI Grup merupakan suatu transaksi yang integral dan tidak terpisahkan.

Pada tanggal 29 Juni 2018, Perusahaan menandatangani Perjanjian Jual Beli Saham Bersyarat ("PJBS") dengan PT Medco Daya Abadi Lestari ("MDAL"). Perusahaan akan menjual 99,9% saham dalam MII kepada MDAL. Pada tanggal 29 Juni 2018, PT Medco Energi Nusantara ("MEN") menandatangani PJBS dengan PT Bahtera Daya Makmur ("BDM"). MEN menjual 0,1% saham dalam MII kepada BDM. Penyelesaian transaksi ini bergantung kepada pemenuhan kondisi-kondisi tertentu sebagaimana dicantumkan dalam PJBS.

Pada tanggal 30 September 2018, Perusahaan, MDAL, MEN, dan BDM menandatangani Amandemen atas PJBS tanggal 29 Juni 2018 untuk mengubah tanggal terakhir untuk *closing date* dari tanggal 30 September 2018 menjadi tanggal 30 November 2018. Selanjutnya, tanggal *closing* diperpanjang sampai dengan tanggal 31 Desember 2018.

36. ASSETS HELD FOR SALE AND DISCONTINUED OPERATIONS (continued)

PT Medco Infrastruktur Indonesia and its subsidiaries ("MII Group")

On December 22, 2016, the management approved the plan to dispose of its ownership in subsidiary, namely MII Group.

In the middle of 2017, the Company changed its divestment plan of MII with the plan to purchase direct ownership in PT Mitra Energi Gas Sumatera ("MEGS"), a subsidiary of MII, considering that the nature of business of MEGS is related to the Group main business. In relation to such change of plan, assets and liabilities of MEGS are reclassified to its previous classification and its results of operations are re-presented from discontinued operation to continuing operation. On September 14, 2017, the Company purchased 100% of MEGS shares in MGI.

On June 28, 2018, the Company signed the Head of Agreements with MDAL which stipulates that the sale of MII and MEMI Groups considered as an integral and inseparable transaction.

On June 29, 2018, the Company signed a Conditional Share Sale and Purchase Agreement ("CSPA") with PT Medco Daya Abadi Lestari ("MDAL"). The Company will sell 99.9% shares of MII to MDAL. On June 29, 2018, PT Medco Energi Nusantara ("MEN") signed CSPA with PT Bahtera Daya Makmur ("BDM"). MEN sold 0.1% shares of MII to BDM. The settlement of this transaction is based on the fulfillment of terms and condition on the CSPA.

On September 30, 2018, the Company, MDAL, MEN, and BDM signed Amendment to CSPA dated June 29, 2018 to change the latest closing date from September 30, 2018 to November 30, 2018. Subsequently, the closing date was extended until December 31, 2018.

36. ASET DIMILIKI UNTUK DIJUAL DAN OPERASI YANG DIHENTIKAN (lanjutan)

PT Medco Infrastruktur Indonesia dan entitas anak ("MII Grup") (lanjutan)

Penjualan saham MII ini telah mendapat persetujuan berdasarkan Keputusan Sirkuler Para Pemegang saham dengan Akta Notaris No. 26 oleh Siti Rumondang Bulan Lubis, SH, M.Kn pada tanggal 28 Desember 2018 yang menyetujui penjualan saham yang dimiliki oleh Perusahaan sebanyak 490.000 lembar saham kepada MDAL. Penjualan saham ini dilanjutkan dengan Akta Notaris No. 28 oleh Siti Rumondang Bulan Lubis, SH, M.Kn pada tanggal 31 Desember 2018 yang menyetujui penjualan saham yang dimiliki oleh Perusahaan sebanyak 509.000 lembar saham kepada MDAL dan saham yang dimiliki oleh MEN sebanyak 1.000 lembar saham kepada BDM. Sehingga, untuk selanjutnya MII tidak lagi menjadi entitas anak Perusahaan.

Transaksi penjualan saham MEMI dan MII Grup merupakan transaksi penjualan bisnis dengan entitas induk, sehingga, selisih antara imbalan yang diterima dengan nilai tercatat sebesar AS$2,3 juta dicatat sebagai bagian dari tambahan modal disetor (Catatan 29). Nilai tercatat MEMI dan MII Grup dan imbalan yang diterima dari transaksi ini masing-masing adalah sebesar AS$19,2 juta dan AS$16,9 juta.

PT Medco Downstream Indonesia ("MDI Grup")

Pada tanggal 16 Oktober 2013, Grup mencatat investasinya pada PT Medco Downstream Indonesia ("MDI"), PT Medco LPG Kaji ("MLK"), PT Medco Methanol Bunyu ("MMB"), PT Medco Ethanol ("MEL") dan PT Medco Services Indonesia ("MSI") sebagai bagian dari operasi yang dihentikan, sejalan dengan tujuan dari Grup agar lebih fokus mengembangkan unit usaha dengan lini bisnis minyak dan gas bumi.

Pada tanggal 1 Januari 2018, piutang dari PT Amman Mineral Investama ("AMIV") sebesar AS$137.923.011 telah dikonversi menjadi wesel tagih kepada PT AP Investment ("API"). Pada tanggal 21 Desember 2018, wesel tagih ini telah dinovasikan oleh Perusahaan kepada PT Medco Services Indonesia ("MSI"), entitas anak yang secara tidak langsung dimiliki sepenuhnya. Pada tanggal 26 Desember 2018, wesel tagih ini telah dikonversi menjadi 5,10% kepemilikan atas PT Amman Mineral Internasional ("AMI") (Catatan 36 dan 44). Pada tanggal 2 Januari 2018, sisa piutang dari AMIV telah dikonversi menjadi saham atas AMIV (Catatan 13).

36. ASSETS HELD FOR SALE AND DISCONTINUED OPERATIONS (continued)

PT Medco Infrastruktur Indonesia and its subsidiaries ("MII Group") (continued)

The sale of shares of MII has been approved based on Resolution of the Shareholders under Notarial Deed No. 26 by Siti Rumondang Bulan Lubis, SH, M.Kn on December 28, 2018 that approved the sale of 490,000 shares owned by the Company to MDAL. This share sale was continued with Notarial Deed No. 28 by Siti Rumondang Bulan Lubis, SH, M.Kn on December 31, 2018 that approved the sale of 509,000 shares owned by the Company to MDAL and 1,000 shares owned by MEN to BDM. Therefore, MII is no longer the Company's subsidiary.

The sale of shares of MEMI and MII Group is sale of business transaction with direct parent, therefore, the difference between consideration received with carrying value amounting to US$2.3 million is recognized as part of additional paid in capital (Note 29). The carrying value of MEMI and MII Group and consideration received is amounting to US$19.2 million and US$16.9 million, respectively.

PT Medco Downstream Indonesia ("MDI Group")

On October 16, 2013, the Group recorded its investment in PT Medco Downstream Indonesia ("MDI"), PT Medco LPG Kaji ("MLK"), PT Medco Methanol Bunyu ("MMB"), PT Medco Ethanol ("MEL") and PT Medco Services Indonesia ("MSI") as part of discontinued operations, in line with the objective of the Group to focus on the oil and gas business.

On January 1, 2018, receivable from PT Amman Mineral Investama ("AMIV") amounting to US$137,923,011 has been converted to notes receivables to PT AP Investment ("API"). On December 21, 2018, this notes receivable has been novated by the Company to PT Medco Services Indonesia ("MSI"), a wholly-owned indirect subsidiary. On December 26, 2018, this notes receivable has been converted to 5.10% ownership in PT Amman Mineral Internasional ("AMI") (Notes 36 and 44). On January 2, 2018, the remaining outstanding receivable balance from AMIV has been converted into shares in AMIV (Note 13).

36. ASET DIMILIKI UNTUK DIJUAL DAN OPERASI YANG DIHENTIKAN (lanjutan)

PT Medco Downstream Indonesia ("MDI Grup") (lanjutan)

Pada tanggal 26 Desember 2018, MSI menandatangi Akta Jual Beli dengan PT AP Investment ("API") untuk membeli 1.319.399.540 saham di dalam PT Amman Mineral Internasional ("AMI"), yang mewakili 5,10% dari seluruh modal yang disetor dan ditempatkan penuh atas AMI, dengan harga total Rp1,99 triliun atau setara dengan AS$137,9 juta. Pembelian saham ini dibayarkan dengan mengompensasikan harga pembelian dengan wesel tagih sebesar AS$137,9 juta yang diterbitkan oleh API pada tanggal 1 Januari 2018 dan yang kemudian dinovasikan oleh Perusahaan kepada MSI pada tanggal 21 Desember 2018. Transaksi ini telah efektif dan disetujui berdasarkan Akta Notaris No. 47 oleh Martina, S.H., pada tanggal 28 Desember 2018.

Pada tanggal 26 Desember 2018, MSI menandatangani Akta Jual Beli dengan API untuk membeli 956.620.313 saham AMI, yang mewakili 3,70% dari seluruh modal yang disetor dan ditempatkan penuh dalam AMI, dengan jumlah harga Rp1,45 triliun atau setara dengan AS$100 juta. Pada saat yang sama, MSI menandatangani perjanjian opsi pembelian saham dengan API dimana API memiliki opsi untuk membeli kembali saham yang dijual paling lambat tanggal 30 Juni 2019. Di bulan Desember 2018, manajemen memutuskan untuk melepaskan investasinya di MSI.

Pada tanggal 29 Maret 2019, PT Medco Downstream Indonesia ("MDI") dan PT Medco Energi Nusantara ("MEN") menandatangani Perjanjian Jual Beli Saham ("PJBS") dengan PT Graha Permata Sukses ("GPS") untuk menjual investasinya di MSI. Pada saat yang sama, MSI menandatangani perjanjian novasi utang dimana seluruh utang MSI kepada Perusahaan dinovasikan kepada GPS. Jumlah imbalan dari kedua perjanjian tersebut adalah sekitar AS$251 juta. Atas pelepasan tersebut, Grup mengakui keuntungan pelepasan sebesar AS$13,1 juta yang termasuk dalam "Laba (Rugi) Setelah Pajak Penghasilan dari Operasi yang Dihentikan".

Sampai dengan tanggal 31 Desember 2019, Grup telah menerima pembayaran dari GPS sebesar AS$236,2 juta. Sisa saldo yang belum dibayar termasuk di akun "Piutang Lain-lain" pada tanggal 31 Desember 2019 (Catatan 7).

36. ASSETS HELD FOR SALE AND DISCONTINUED OPERATIONS (continued)

PT Medco Downstream Indonesia ("MDI Group") (continued)

On December 26, 2018, MSI signed a Sale and Purchase Deed with PT AP Investment ("API") to purchase 1,319,399,540 shares in PT Amman Mineral Internasional ("AMI"), which represents 5.10% from total shares issued and fully paid in AMI, with a total price of Rp1.99 trillion or equivalent to US$137.9 million. This shares purchase has been paid by way of offsetting the purchase price against the Notes Receivable amounting to US$137.9 million which was issued by API on January 1, 2018 and then novated by the Company to MSI on December 21, 2018. This transaction has been effective and approved based on Notarial Deed No. 47 of Martina, S.H., dated December 28, 2018.

Furthermore, other Sale and Purchase Deed with API dated December 26, 2018 was signed to purchase 956,620,313 shares in AMI, which represents 3.70% from total shares issued and fully paid in AMI, with a total price of Rp1.45 trillion or equivalent to US$100 million. At the same time, MSI signed a shares purchase option with API whereby API has the option to buy back those shares previously sold on or before June 30, 2019. In December 2018, management decided to sell its investment in MSI.

On March 29, 2019, PT Medco Downstream Indonesia ("MDI") and PT Medco Energi Nusantara ("MEN") signed Sales and Purchase Agreement ("SPA") with PT Graha Permata Sukses ("GPS") to sell their investment in MSI. At the same time, MSI signed a loan novation agreement whereby all of MSI's payable to the Company was novated to GPS. The total proceeds from such agreements are approximately US$251 million. Upon divestment, the Group recognized gain on divestment amounting to US$13.1 million which is included in the 2019 "Profit (Loss) After Income Tax Expense from Discontinued Operations".

Until December 31, 2019, the Group has received payments from GPS which amounted to US$236.2 million. The remaining outstanding balance is included in the "Other Receivables" account as of December 31, 2019 (Note 7).

36. ASET DIMILIKI UNTUK DIJUAL DAN OPERASI YANG DIHENTIKAN (lanjutan)

Sehubungan dengan rencana-rencana Grup tersebut di atas, untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, Grup menyajikan laba (rugi) setelah pajak dari operasi yang dihentikan sebagai suatu jumlah tunggal dalam laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian. Pada tanggal posisi keuangan pada periode diklasifikasikannya entitas-enitas dan investasi tersebut sebagai dimiliki untuk dijual, aset dan liabilitas disajikan secara terpisah dalam jumlah tunggal sebagai aset dan liabilitas yang dimiliki untuk dijual dari aset lain-lain dan liabilitas lain-lain dalam laporan posisi keuangan konsolidasian dan tidak saling hapus satu sama lain. Pada tanggal 31 Desember 2019, tidak ada penurunan nilai tercatat dari aset yang dimiliki untuk dijual karena nilai tercatatnya tidak jatuh dibawah jumlah terpulihkannya atau nilai wajar dikurangin biaya untuk menjual. Pengukuran nilai wajar untuk aset yang dimiliki untuk dijual menggunakan hirarki tingkat 3.

Akun-akun laba rugi utama untuk unit usaha yang dihentikan adalah sebagai berikut:

36. ASSETS HELD FOR SALE AND DISCONTINUED OPERATIONS (continued)

As a result of the above plans, for the years ended December 31, 2019 and 2018, the Group presented the profit (loss) after tax from discontinued operations as a single line item in the consolidated statements of profit or loss and other comprehensive income. As of the financial position date in the particular period when those entities and investments were classified as held for sale, the assets and liabilities were presented separately as single line item as assets and liabilities held for sale from other assets and other liabilities in the consolidated statements of financial position and are not netted off against each other. As of December 31, 2019, there are no write-down of carrying amounts of assets held for sale as the carrying amounts did not fall below its recoverable amounts or fair value less costs to sell. Fair value measurement for assets held for sale is using Level 3 hierarchy.

The main profit and loss accounts for discontinued business units are presented below:

	2019	2018	
Penjualan dan pendapatan usaha lainnya	21.435.548	84.438.722	*Sales and other operating revenues*
Beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya	(13.550.831)	(58.186.683)	*Cost of sales and other direct costs*
Laba kotor	7.884.717	26.252.039	*Gross profit*
Beban penjualan, umum dan administrasi	(8.444.259)	(15.001.876)	*Selling, general and administrative expenses*
Beban pendanaan	(2.422.238)	(8.916.009)	*Finance costs*
Pendapatan bunga	565.813	451.265	*Finance income*
Keuntungan pelepasan - neto	12.618.479	-	*Gain on divestment - net*
Kerugian penurunan nilai aset	-	(23.989.161)	*Loss on impairment of assets*
Pajak final	(505.132)	(2.450.185)	*Final tax*
Kerugian atas pengukuran nilai wajar dikurangi biaya untuk menjual	-	(3.721.646)	*Loss on assets recognized at fair value less cost to sell*
Pendapatan (beban) lain-lain	626.967	(1.016.102)	*Other income (expenses)*
Lainnya - bersih	(51.508)	(2.451.299)	*Others - net*
Laba (rugi) sebelum beban pajak penghasilan dari operasi yang dihentikan	10.272.839	(30.842.974)	*Profit (loss) before income tax expense from discontinued operations*
Beban pajak penghasilan	(3.578.762)	(3.238.761)	*Income tax expense*
Laba (rugi) setelah beban pajak penghasilan dari operasi yang dihentikan	**6.694.077**	**(34.081.735)**	***Profit (loss) after income tax expense from discontinued operations***

36. ASET DIMILIKI UNTUK DIJUAL DAN OPERASI YANG DIHENTIKAN (lanjutan)

Kelas-kelas utama dari aset dan liabilitas yang dimiliki untuk dijual pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018 adalah sebagai berikut:

36. ASSETS HELD FOR SALE AND DISCONTINUED OPERATIONS (continued)

The major classes of assets and liabilities classified as held for sale as of December 31, 2019 and 2018 are presented below:

	2019	2018	
ASET			***ASSETS***
Kas dan setara kas	1.246.214	12.968.834	*Cash and cash equivalents*
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya	-	5.008.238	*Restricted cash in banks*
Investasi jangka pendek	-	207.168	*Short-term investment*
Piutang usaha			*Trade receivables*
- Pihak berelasi	-	1.254.311	*Related parties -*
- Pihak ketiga	666.566	9.898.310	*Third parties -*
Piutang lain-lain			*Other receivables*
- Pihak berelasi	-	101.180	*Related party -*
- Pihak ketiga	2.595.419	4.463.277	*Third parties -*
Persediaan	597.608	6.412.306	*Inventories*
Pajak dibayar di muka	1.229.262	2.966.987	*Prepaid taxes*
Beban dibayar di muka	110.292	771.049	*Prepaid expenses*
Uang muka atas investasi	-	100.000.000	*Advance on investment*
Investasi jangka panjang	201.978.265	137.923.011	*Long-term investment*
Aset tetap	22.207.490	22.681.251	*Property, plant and equipment*
Properti investasi	-	350.335.023	*Investment properties*
Aset eksplorasi dan evaluasi	16.166.049	9.406.373	*Exploration and evaluation assets*
Aset minyak dan gas bumi	118.891.254	29.319.326	*Oil and gas properties*
Goodwill	-	15.220.000	*Goodwill*
Aset lain-lain	2.978.929	4.535.277	*Other assets*
Jumlah	368.667.348	713.471.921	*Total*
Kerugian atas pengukuran nilai wajar dikurangi biaya untuk menjual	-	(3.721.646)	*Loss on assets recognized at fair value less cost to sell*
Aset yang dimiliki untuk dijual	368.667.348	709.750.275	*Assets held for sale*

36. ASET DIMILIKI UNTUK DIJUAL DAN OPERASI YANG DIHENTIKAN (lanjutan)

Kelas-kelas utama dari aset dan liabilitas yang dimiliki untuk dijual pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018 adalah sebagai berikut (lanjutan):

36. ASSETS HELD FOR SALE AND DISCONTINUED OPERATIONS (continued)

The major classes of assets and liabilities classified as held for sale as of December 31, 2019 and 2018 are presented below (continued):

	2019	2018	
LIABILITAS			***LIABILITIES***
Utang usaha			*Trade payables*
- Pihak berelasi	7.826	11.157	*Related parties -*
- Pihak ketiga	437.944	9.759.910	*Third parties -*
Utang lain-lain	326.702	9.738.414	*Other payables*
Utang pajak	312.570	2.366.939	*Taxes payable*
Biaya akrual	10.654.199	9.754.325	*Accrued expenses*
Pinjaman bank	-	130.237.432	*Bank loan*
Liabilitas pajak tangguhan	5.181.947	7.785.876	*Deferred tax liabilities*
Liabilitas imbalan kerja (Catatan 38)	200.589	774.801	*Employee benefit liabilities (Note 38)*
Liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area dan provisi lain-lain	-	14.482.198	*Asset abandonment and site restoration obligations and other provisions*
Uang muka dari pelanggan			*Advances from customers*
- Pihak berelasi	-	383.626	*Related parties -*
- Pihak ketiga	-	2.596.342	*Third parties -*
Liabilitas yang secara langsung berhubungan dengan aset yang dimiliki untuk dijual	17.121.777	187.891.020	*Liabilities directly associated with assets held for sale*
Aset neto yang secara langsung berhubungan dengan yang dimiliki untuk dijual atau pelepasan grup	**351.545.571**	**521.859.255**	***Net assets directly associated with held for sale or disposal group***

Kas neto dari operasi yang dihentikan adalah sebagai berikut:

The net cash flows of discontinued operations are presented below:

	2019	2018	
ARUS KAS			***CASH FLOWS***
Aktivitas operasi	(4.083.849)	24.316.419	*Operating activities*
Aktivitas investasi	17.211.045	(134.327.203)	*Investing activities*
Aktivitas pendanaan	(486.345)	(11.629.455)	*Financing activities*
Kenaikan (penurunan) neto pada arus kas	**12.640.851**	**(121.640.239)**	***Net increase (decrease) in cash flows***

37. LABA PER SAHAM / *37. EARNINGS PER SHARE*

a. Rugi per saham / *a. Loss per share*

	2019			
	Rugi Tahun Berjalan yang Diatribusikan Kepada Pemilik Entitas Induk/ *Loss for the Year Attributable to Equity Holders of the Parent Company*	**Rata-rata Tertimbang Saham Biasa yang Beredar/ *Weighted Average Number of Ordinary Outstanding Share***	**Rugi per Saham/ *Loss per Share***	
Rugi per saham dasar	(27.347.601)	17.772.038.707	(0,00154)	*Basic loss per share*
Ditambah: asumsi penerbitan saham dari pelaksanaan hak waran		720.503.102		*Add: Assumed exercise of warrants*
Rugi per saham dilusian	(27.347.601)	18.492.541.809	(0,00148)	*Diluted loss per share*

	2018			
	Rugi Tahun Berjalan yang Diatribusikan Kepada Pemilik Entitas Induk/ *Loss for the Year Attributable to Equity Holders of the Parent Company*	**Rata-rata Tertimbang Saham Biasa yang Beredar/ *Weighted Average Number of Ordinary Outstanding Share***	**Rugi per Saham/ *Loss per Share***	
Rugi per saham dasar	(51.302.236)	17.684.469.867	(0,00290)	*Basic loss per share*
Ditambah: asumsi penerbitan saham dari pelaksanaan hak waran		1.598.783.323		*Add: Assumed exercise of warrants*
Rugi per saham dilusian	(51.302.236)	19.283.253.190	(0,00266)	*Diluted loss per share*

b. Rugi per saham dari operasi yang dilanjutkan / *b. Loss per share from continuing operation*

	2019			
	Rugi Tahun Berjalan dari Operasi yang Dilanjutkan yang Diatribusikan Kepada Pemilik Entitas Induk/ *Loss for the Year from Continuing Operation Attributable to Equity Holders of the Parent Company*	**Rata-rata Tertimbang Saham Biasa yang Beredar/ *Weighted Average Number of Ordinary Outstanding Share***	**Rugi per Saham/ *Loss per Share***	
Rugi per saham dasar	(34.041.678)	17.772.038.707	(0,00192)	*Basic loss per share*
Rugi per saham dilusian	(34.041.678)	18.492.541.809	(0,00184)	*Diluted loss per share*

37. LABA PER SAHAM (lanjutan) / *37. EARNINGS PER SHARE (continued)*

b. Rugi per saham dari operasi yang dilanjutkan (lanjutan) / *Loss per share from continuing operation (continued)*

	2018			
	Rugi Tahun Berjalan dari Operasi yang Dilanjutkan yang Diatribusikan Kepada Pemilik Entitas Induk/ *Loss for the Year from Continuing Operation Attributable to Equity Holders of the Parent Company*	**Rata-rata Tertimbang Saham Biasa yang Beredar/ *Weighted Average Number of Ordinary Outstanding Share***	**Rugi per Saham/ *Loss per Share***	
Rugi per saham dasar	(17.220.501)	17.684.469.867	(0,00097)	*Basic loss per share*
Rugi per saham dilusian	(17.220.501)	19.283.253.190	(0,00089)	*Diluted loss per share*

c. Laba (rugi) per saham dari operasi yang dihentikan / *Earnings (loss) per share from discontinued operation*

	2019			
	LabaTahun Berjalan dari Operasi yang Dihentikan yang Diatribusikan Kepada Pemilik Entitas Induk/ *Profit for the Year from Discontinued Operation Attributable to Equity Holders of the Parent Company*	**Rata-rata Tertimbang Saham Biasa yang Beredar/ *Weighted Average Number of Ordinary Outstanding Share***	**Laba per Saham/ *Earnings per Share***	
Laba per saham dasar	6.694.077	17.772.038.707	0,00038	*Basic earnings per share*
Laba per saham dilusian	6.694.077	18.492.541.809	0,00036	*Diluted earnings per share*

	2018			
	Rugi Tahun Berjalan dari Operasi yang Dihentikan yang Diatribusikan Kepada Pemilik Entitas Induk/ *Loss for the Year from Discontinued Operation Attributable to Equity Holders of the Parent Company*	**Rata-rata Tertimbang Saham Biasa yang Beredar/ *Weighted Average Number of Ordinary Outstanding Share***	**Rugi per Saham/ *Loss per Share***	
Rugi per saham dasar	(34.081.735)	17.684.469.867	(0,00193)	*Basic loss per share*
Rugi per saham dilusian	(34.081.735)	19.283.253.190	(0,00177)	*Diluted loss per share*

37. LABA PER SAHAM (lanjutan)

Untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, laba (rugi) per saham dilusian dihitung dengan membagi laba (rugi) yang diatribusikan kepada entitas induk pemegang ekuitas biasa pemilik entitas induk dengan jumlah rata-rata tertimbang saham biasa selama tahun berjalan ditambah dengan jumlah rata-rata tertimbang saham biasa yang akan diterbitkan pada saat konversi waran (merupakan potensial dilusi saham biasa) ke saham biasa (Catatan 28).

Jumlah rata-rata tertimbang saham memperhitungan efek rata-rata tertimbang dari perubahan saham treasuri selama tahun berjalan.

Tidak ada transaksi lain yang melibatkan saham biasa maupun saham biasa potensial antara tanggal pelaporan dan pengesahan laporan keuangan konsolidasian ini.

37. EARNINGS PER SHARE (continued)

For the years ended December 31, 2019 and 2018, the diluted earnings (loss) per share is calculated by dividing the profit (loss) attributable to ordinary equity holders of the parent company by the weighted average number of ordinary shares outstanding during the year plus the weighted average number of ordinary shares that would be issued on conversion of warrants (which are dilutive potential ordinary shares) into ordinary shares (Note 28).

The weighted average number of shares takes into account the weighted average effect of changes in treasury shares during the year.

There have been no other transactions involving ordinary shares or potential ordinary shares between the reporting date and the date of authorization of these consolidated financial statements.

38. LIABILITAS IMBALAN KERJA

a. Program Pensiun Iuran Pasti

Entitas anak yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi minyak gas bumi telah menyelenggarakan program pensiun iuran pasti untuk semua karyawan tetap lokalnya. Program ini akan memberikan manfaat pensiun yang dihitung berdasarkan gaji dan masa kerja karyawan.

Program pensiun dikelola oleh Dana Pensiun Lembaga Keuangan (DPLK), PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk yang akta pendiriannya disetujui oleh Menteri Keuangan Republik Indonesia dengan surat keputusannya No. Kep. 1100/KM.17/1998 tanggal 23 November 1998 dan No. Kep.171-KMK/7/1993 tanggal 16 Agustus 1993 dan DPLK Manulife Indonesia yang telah mendapatkan pengesahan dari Menteri Keuangan Republik Indonesia dengan surat keputusannya No. KEP-231/KM.17/1994 tanggal 5 Agustus 1994.

Program pensiun tersebut didanai dengan kontribusi baik dari Perusahaan dan entitas anak masing-masing sebesar 6% dan 6% dari gaji kotor maupun dari karyawan masing-masing sebesar 2% atau 4% dan 2% sampai dengan 14% dari gaji kotor.

38. EMPLOYEE BENEFITS LIABILITIES

a. Defined Contribution Pension Plan

Subsidiaries involved in oil and gas exploration and production activities have established defined contribution pension plans covering all their local permanent employees. These plans provide pension benefits based on salaries and years of service of the employees.

The pension plans are managed by Dana Pensiun Lembaga Keuangan (DPLK), PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk whose deeds of establishment were approved by the Minister of Finance of the Republic of Indonesia in his decision letters No. Kep. 1100/KM.17/1998 dated November 23, 1998 and No. Kep.171-KMK/7/1993 dated August 16, 1993 and DPLK Manulife Indonesia were approved by the Minister of Finance of the Republic of Indonesia in his decision letters No. KEP-231/KM.17/1994 dated August 5, 1994.

The pension plans are funded by contributions from both the Company and subsidiaries at 6% and of 6% gross salaries and their employees at 2% or 4% and 2% to 14% of gross salaries, respectively.

38. LIABILITAS IMBALAN KERJA (lanjutan)

a. Program Pensiun Iuran Pasti (lanjutan)

Biaya atas pensiun iuran pasti dari Perusahan dan entitas anak yang bergerak dalam eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi masing-masing sejumlah AS$3.098.329 dan AS$2.222.296 untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2019 dan 2018.

b. Program Pensiun Imbalan Pasti

Grup mengakui liabilitas pensiun imbalan pasti untuk karyawan yang bekerja di bidang minyak dan gas bumi sesuai dengan peraturan yang berlaku. Program pensiun imbalan pasti didanai dengan penempatan dana pada PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk dan PT Bank Mandiri (Persero) Tbk.

Grup juga mengakui manfaat pasca-kerja lainnya untuk pegawai yang bukan anggota program pensiun imbalan pasti sesuai dengan Undang-Undang Ketenagakerjaan No. 13/2003 dan kebijakan Grup yang berlaku.

Pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, jumlah orang yang berhak memperoleh imbalan tersebut adalah masing-masing 1.963 orang (tidak diaudit) dan 1.735 orang (tidak diaudit).

i. Analisa liabilitas pensiun imbalan pasti yang diakui di dalam laporan posisi keuangan konsolidasian adalah sebagai berikut:

38. EMPLOYEE BENEFITS LIABILITIES (continued)

a. Defined Contribution Pension Plan (continued)

The defined contribution pension cost of Company and subsidiaries involved in oil and gas exploration and production amounted to US$3,098,329 and US$2,222,296 for the years ended December 31, 2019 and 2018, respectively.

b. Defined Benefit Pension Plan

The Group also recognizes defined benefit obligation for employees involved in oil and gas operations in accordance with applicable regulations. The defined benefit pension plan is being funded by placing funds in PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk and PT Bank Mandiri (Persero) Tbk.

The Group also recognizes post-employment benefits expense for non-members of the defined benefit pension plan in accordance with Labor Law No. 13/2003 and the prevailing Group policy.

As of December 31, 2019 and 2018, respectively, the numbers of people eligible for the benefits were 1,963 personnel (unaudited) and 1,735 personnel (unaudited).

i. An analysis of defined benefit obligations recognized in the consolidated statements of financial position were as follows:

	2019	2018	
Nilai sekarang liabilitas pensiun imbalan pasti	116.306.988	102.637.885	*Present value of defined benefit obligations*
Nilai wajar aset program imbalan	(128.508.184)	(126.724.211)	*Fair value of plan assets*
Liabilitas pensiun imbalan kerja (kelebihan pendanaan liabilitas pensiun imbalan kerja)	(12.201.196)	(24.086.326)	*Defined benefit obligations (overfunded defined benefit obligations)*
Batasan pengakuan aset	20.304.255	32.198.188	*Limitation on asset recognition*
Saldo akhir tahun	**8.103.059**	**8.111.862**	***Balance at end of year***
Liabilitas Imbalan kerja-jangka pendek	3.817.816	1.165.823	*Employee benefits liabilities - current portion*
Liabilitas imbalan kerja - jangka panjang	4.285.243	6.946.039	*Employee benefits liabilities - long-term portion*
Saldo akhir tahun	**8.103.059**	**8.111.862**	***Balance at end of year***

38. LIABILITAS IMBALAN KERJA (lanjutan)

b. Program Pensiun Imbalan Pasti (lanjutan)

ii. Analisa biaya pensiun imbalan pasti pada laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian adalah sebagai berikut:

	2019	2018	
Biaya jasa kini	9.375.777	7.666.189	*Current service cost*
Beban bunga	615.649	2.357.178	*Interest cost*
Biaya jasa lalu	(38.134)	(76.079)	*Past service cost*
Pembayaran manfaat	(9.766)	(12.945)	*Benefit paid*
Penilaian kembali atas imbalan jangka panjang lainnya	(11.900)	(170.639)	*Remeasurement of other long-term employee benefits*
Jumlah	**9.931.626**	**9.763.704**	***Total***

iii. Mutasi liabilitas yang diakui atas beban imbalan kerja di laporan posisi keuangan konsolidasian adalah sebagai berikut:

	2019	2018	
Saldo awal tahun	8.111.862	36.063.067	*Balance at beginning of year*
Efek akuisisi entitas anak (Catatan 44)	1.918.446	-	*Effect of acquisition of subsidiaries (Note 44)*
Biaya imbalan kerja pada tahun berjalan	9.931.626	9.763.704	*Employee benefit costs for the year*
Jumlah yang diakui pada pendapatan komprehensif lain	(2.436.932)	(7.746.534)	*Total amount recognized in other comprehensive income*
Kontribusi pada tahun berjalan	(7.079.271)	(27.845.859)	*Contributions for the year*
Imbalan kerja yang dibayarkan	-	(212.039)	*Benefits paid*
Dampak selisih kurs	(2.342.672)	(1.910.477)	*Effect of foreign exchange differences*
Saldo akhir tahun	**8.103.059**	**8.111.862**	***Balance at end of year***

38. EMPLOYEE BENEFITS LIABILITIES (continued)

b. Defined Benefit Pension Plan (continued)

ii. An analysis of the defined benefit costs in the consolidated statements of profit or loss and other comprehensive income were as follows:

iii. The movements of liabilities recognized for the provision for employee service entitlements in the consolidated statements of financial position were as follows:

38. LIABILITAS IMBALAN KERJA (lanjutan) / *38. EMPLOYEE BENEFITS LIABILITIES (continued)*

b. Program Pensiun Imbalan Pasti (lanjutan) / *b. Defined Benefit Pension Plan (continued)*

iv. Mutasi nilai kini kewajiban berdasarkan perhitungan aktuari adalah sebagai berikut: / *iv. The movements of present value of obligation based on independent actuary's calculation were as follows:*

	2019	2018	
Saldo awal tahun	102.637.885	116.153.116	*Balance at beginning of year*
Efek akuisisi entitas anak (Catatan 44)	12.183.022	-	*Effect of acquisition of subsidiaries (Note 44)*
Efek pengalihan hak partisipasi entitas anak (Catatan 44)	(21.454.273)	-	*Effect of transfer in subsidiaries participating interest (Note 44)*
Beban jasa kini	9.375.777	7.666.189	*Current service cost*
Beban jasa lalu	(38.134)	(76.079)	*Past service cost*
Beban bunga	8.308.360	6.323.547	*Interest cost*
Imbalan kerja yang dibayarkan:			*Benefits paid:*
Perusahaan	(9.766)	(224.985)	*Company*
Dana pensiun	(6.221.120)	(8.683.210)	*Pension fund*
Kerugian (laba) aktuarial atas:			*Actuarial loss (gain) due to:*
Perubahan asumsi finansial	5.203.101	(11.471.067)	*Changes in financial assumptions*
Penyesuaian historis	3.305.881	(988.645)	*Experience adjustments*
Dampak selisih kurs	3.016.255	(6.060.981)	*Effect of foreign exchange differences*
Saldo akhir tahun	**116.306.988**	**102.637.885**	***Balance at end of year***

v. Mutasi nilai wajar aset program adalah sebagai berikut: / *v. The movements of fair value of plan assets were as follows:*

	2019	2018	
Saldo awal tahun	126.724.211	115.064.491	*Balance at beginning year*
Efek akuisisi entitas anak (Catatan 44)	10.264.576	-	*Effect of acquisition of subsidiaries (Note 44)*
Efek pengalihan hak partisipasi entitas anak (Catatan 44)	(33.380.539)	-	*Effect of transfer in subsidiaries participating interest (Note 44)*
Pendapatan bunga atas aset program	10.246.819	7.617.519	*Interest income on plan asset*
Kontribusi pada tahun berjalan	7.079.271	27.848.382	*Contributions for the year*
Pembayaran manfaat dari aset program	(6.221.120)	(8.683.210)	*Benefits paid by plan asset*
Imbal hasil atas aset program	6.576.188	(7.395.412)	*Return on plan assets*
Dampak selisih kurs	7.218.778	(7.727.559)	*Effect of foreign exchange differences*
Saldo akhir tahun	**128.508.184**	**126.724.211**	***Balance at end of year***

38. LIABILITAS IMBALAN KERJA (lanjutan)

b. Program Pensiun Imbalan Pasti (lanjutan)

vi. Kategori utama atas aset program imbalan sebagai persentase dari nilai wajar aset program adalah sebagai berikut:

	2019	2018	
Deposito berjangka	57%	35%	*Time deposits*
Obligasi pemerintah	33%	47%	*Government bonds*
Obligasi perusahaan	10%	18%	*Corporate bonds*
Jumlah	**100%**	**100%**	***Total***

vii. Liabilitas pensiun imbalan pasti dihitung dengan menggunakan asumsi sebagai berikut:

	2019	2018	
Tingkat diskonto	5,42% - 8,19%	8,10 - 8,37%	*Discount rates*
Tingkat pengembalian yang diharapkan dari aset:			*Expected rate of return on assets:*
- Portofolio Rupiah	0% - 8,04%	0% - 8,37%	*Rupiah Portfolio -*
Tingkat proyeksi kenaikan gaji	5,0% - 9,5%	4,0% - 9,5%	*Salary increment rate*
Tingkat mortalitas	TMI 2011	TMI 2011	*Mortality rate*
Tingkat morbiditas (tingkat disabilitas)	0,75% - 10% tingkat mortalitas/ *mortality rate*	0,75% - 10% tingkat mortalitas/ *mortality rate*	*Morbidity rate (disability rate)*
Tingkat pengunduran diri	1% - 3% terutama sesuai tingkat usia/ *primarily in line with age profile*	1% - 3% terutama sesuai tingkat usia/ *primarily in line with age profile*	*Resignation rate*
Usia pensiun normal (dalam tahun)	58 - 60	58 - 60	*Normal retirement age (in year)*
Proporsi pengambilan pensiun normal	100%	100%	*Proportion of normal retirements*

38. EMPLOYEE BENEFITS LIABILITIES (continued)

b. Defined Benefit Pension Plan (continued)

vi. The major categories of plan assets as a percentage of the fair value of the total plan assets were as follows:

vii. The defined benefit obligations were calculated using the following assumptions:

38. LIABILITAS IMBALAN KERJA (lanjutan)

b. Program Pensiun Imbalan Pasti (lanjutan)

Analisa sensitivitas kuantitatif untuk asumsi-asumsi yang signifikan pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018 adalah sebagai berikut:

38. EMPLOYEE BENEFITS LIABILITIES (continued)

b. Defined Benefit Pension Plan (continued)

The quantitative sensitivity analysis for significant assumptions as of as of December 31, 2019 and 2018, were as follows:

	Tingkat diskonto/ *Discount rates*		**Kenaikan gaji dimasa depan/ *Future salary increase rate***		
	Persentase/ *Percentage*	**Pengaruh nilai kini atas kewajiban imbalan kerja/ *Effect on present value of benefits obligation***	**Persentase/ *Percentage***	**Pengaruh nilai kini atas kewajiban imbalan kerja/ *Effect on present value of benefits obligation***	
2019					***2019***
Kenaikan	1%	(9.795.504)	1%	11.113.400	*Increase*
Penurunan	(1%)	11.145.150	(1%)	(9.915.583)	*Decrease*
2018					***2018***
Kenaikan	1%	(6.874.074)	1%	10.273.909	*Increase*
Penurunan	(1%)	10.237.502	(1%)	(6.950.442)	*Decrease*

Jadwal jatuh tempo dari liabilitas imbalan pasti yang tidak didiskontokan pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018 adalah sebagai berikut:

Undiscounted maturity profile of defined benefit obligations as of December 31, 2019 and 2018 were as follows:

	2019	**2018**	
Kurang dari 1 tahun	7.795.681	4.051.880	*Within one year*
1 tahun	9.150.065	4.953.025	*1 year*
2 - 5 tahun	35.660.463	22.794.712	*2 - 5 years*
Lebih dari 5 tahun	533.328.062	558.827.563	*More than 5 years*
Jumlah	**585.934.271**	**590.627.180**	***Total***

c. Undang-Undang Ketenagakerjaan No. 13/2003 dan Imbalan Pasca Kerja Lainnya

Grup juga mengakui manfaat pasca-kerja lainnya untuk pegawai yang bukan anggota program pensiun imbalan pasti dan personil manajemen kunci sesuai dengan Undang-Undang Ketenagakerjaan No. 13/2003 dan kebijakan Grup yang berlaku.

c. Labor Law No. 13/2003 and Other Post-employment Benefits

The Group also recognizes post-employment benefits for employees who are non-members of the defined benefit plan and key management in accordance with Labor Law No. 13/2003 and current Group's policy.

38. LIABILITAS IMBALAN KERJA (lanjutan)

c. Undang-Undang Ketenagakerjaan No. 13/2003 dan Imbalan Pasca Kerja Lainnya (lanjutan)

Pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, jumlah karyawan yang berhak memperoleh imbalan tersebut masing-masing adalah sebanyak 763 orang (tidak diaudit) dan 694 orang (tidak diaudit).

Pada tanggal 31 Desember 2019 liabilitas imbalan kerja ditetapkan berdasarkan perhitungan manajemen dan aktuaris independen PT Dayamandiri Dharmakonsilindo yang laporannya tertanggal 23 Januari and 9 Maret 2020 dan PT Sentra Jasa Aktuaria yang laporannya tertanggal 9 Maret 2020.

Pada tanggal 31 Desember 2018 liabilitas imbalan kerja ditetapkan berdasarkan perhitungan aktuaris independen PT Dayamandiri Dharmakonsilindo yang laporannya tertanggal 14 Januari 2019 dan 1 dan 8 Maret 2019, PT Dian Artha Tama yang laporannya tertanggal 8 Februari 2019 dan PT Sentra Jasa Aktuaria yang laporannya tertanggal 1 dan 8 Maret 2019.

i. Analisa liabilitas Undang-Undang Ketenagakerjaaan No. 13/2003 dan imbalan pasca-kerja lainnya yang diakui di dalam laporan posisi keuangan konsolidasian adalah sebagai berikut:

38. EMPLOYEE BENEFITS LIABILITIES (continued)

c. Labor Law No. 13/2003 and Other Post-employment Benefits (continued)

As of December 31, 2019 and 2018, respectively, the numbers of employees eligible for the benefits were 763 personnel (unaudited) and 694 personnel (unaudited).

As of of December 31, 2019 consolidated financial statements, the employee benefits liabilities are determined based on the calculation of management and independent actuaries, PT Dayamandiri Dharmakonsilindo as set forth in their reports dated January 23, and March 9, 2020 and PT Sentra Jasa Aktuaria as set forth in their reports dated March 9, 2020.

As of December 31, 2018 consolidated financial statements, the employee benefits liabilities are determined based on the calculation of independent actuaries, PT Dayamandiri Dharmakonsilindo as set forth in their reports dated January 14, 2019 and March 1 and 8, 2019, PT Dian Artha Tama as set forth in their reports dated February 8, 2019 and PT Sentra Jasa Aktuaria as set forth in their reports dated March 1 and 8, 2019.

i. An analysis of the Labor Law No. 13/2003 and other post-employment benefits obligations recognized in the consolidated statements of financial position were as follows:

	2019	2018	
Nilai sekarang liabilitas pensiun imbalan pasti	18.146.989	14.143.120	*Present value of defined benefit obligations*
Nilai wajar aset program imbalan	(3.292.211)	(2.511.235)	*Fair value of plan assets*
Saldo akhir tahun	**14.854.778**	**11.631.885**	***Balance at end of year***

38. LIABILITAS IMBALAN KERJA (lanjutan)

c. Undang-Undang Ketenagakerjaan No. 13/2003 dan Imbalan Pasca Kerja Lainnya (lanjutan)

ii. Analisa biaya Undang-Undang Ketenagakerjaan No. 13/2003 dan imbalan pasca-kerja lainnya pada laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain konsolidasian adalah sebagai berikut:

38. EMPLOYEE BENEFITS LIABILITIES (continued)

c. Labor Law No. 13/2003 and Other Post-employment Benefits (continued)

ii. An analysis of the Labor Law No. 13/2003 and other post-employment benefits costs in the consolidated statements of profit or loss and other comprehensive income were as follows:

	2019	2018	
Biaya jasa kini	2.635.058	2.491.662	*Current service cost*
Beban bunga	605.563	501.381	*Interest cost*
Biaya jasa lalu	(1.353)	173.877	*Past service cost*
Penilaian kembali atas imbalan jangka panjang lainnya	(5.838)	(10.393)	*Remeasurement of other long-term employee benefits*
Lain-lain	149.881	256.800	*Others*
Jumlah	**3.383.311**	**3.413.327**	***Total***

iii. Mutasi liabilitas yang diakui atas beban imbalan kerja di laporan posisi keuangan konsolidasian adalah sebagai berikut:

iii. The movements of liabilities recognized for the provision for employee service entitlements in the consolidated statements of financial position were as follows:

	2019	2018	
Saldo awal tahun	11.631.885	11.536.062	*Balance at beginning of year*
Efek pengalihan hak partisipasi entitas anak (Catatan 44)	(148.300)	-	*Effect of transfer in subsidiaries participating interest (Note 44)*
Biaya imbalan kerja pada tahun berjalan	3.383.311	3.413.327	*Employee benefit costs for the year*
Jumlah yang diakui pada pendapatan komprehensif lain	412.754	(2.621.054)	*Total amount recognized in other comprehensive income*
Kontribusi pada tahun berjalan	(988.101)	-	*Contributions for the year*
Imbalan kerja yang dibayarkan	(111.839)	(1.025.159)	*Benefits paid*
Dampak selisih kurs	675.068	328.709	*Effect of foreign exchange differences*
Saldo akhir tahun	**14.854.778**	**11.631.885**	***Balance at end of year***

38. LIABILITAS IMBALAN KERJA (lanjutan)

c. Undang-Undang Ketenagakerjaan No. 13/2003 dan Imbalan Pasca Kerja Lainnya (lanjutan)

iv. Nilai kini kewajiban berdasarkan perhitungan aktuari adalah sebagai berikut:

38. EMPLOYEE BENEFITS LIABILITIES (continued)

c. Labor Law No. 13/2003 and Other Post-employment Benefits (continued)

iv. The movements of present value of obligation based on independent actuary's calculation were as follows:

	2019	2018	
Saldo awal tahun	14.143.120	14.595.786	*Balance at beginning of year*
Efek pengalihan hak partisipasi entitas anak (Catatan 44)	(148.300)	-	*Effect of transfer in subsidiaries participating interest (Note 44)*
Beban jasa kini	2.635.058	2.491.662	*Current service cost*
Beban jasa lalu	(1.353)	173.877	*Past service cost*
Beban bunga	819.482	692.752	*Interest cost*
Imbalan kerja yang dibayarkan:			*Benefits paid:*
Dana pensiun	(603.914)	(332.716)	*Pension fund*
Perusahaan	(111.839)	(1.025.159)	*Company*
Kerugian (keuntungan) aktuaria atas:			*Actuarial loss (gain) due from:*
Perubahan asumsi demografi	(20.925)	(1.054.280)	*Changes in demographic assumption*
Perubahan asumsi finansial	763.043	(897.426)	*Changes in financial assumption*
Penyesuaian historis	239.361	(122.716)	*Experience adjustment*
Dampak selisih kurs	283.374	(753.675)	*Effect of foreign exchange differences*
Lain-lain	149.882	375.015	*Others*
Saldo akhir tahun	**18.146.989**	**14.143.120**	***Balance at end of year***

v. Mutasi nilai wajar aset program adalah sebagai berikut:

v. The movements of fair value of plan assets were as follows:

	2019	2018	
Saldo awal tahun	2.511.235	3.059.724	*Balance at beginning year*
Pendapatan bunga atas aset program	213.920	193.635	*Interest income on plan asset*
Kontribusi pada tahun berjalan	988.101	-	*Contributions for year*
Pembayaran manfaat dari aset program	(603.914)	(332.716)	*Benefits paid by plan asset*
Imbal hasil atas aset program	65.860	(118.212)	*Return on plan assets*
Dampak selisih kurs	117.009	(291.196)	*Effect of foreign exchange differences*
Saldo akhir tahun	**3.292.211**	**2.511.235**	***Balance at end of year***

38. LIABILITAS IMBALAN KERJA (lanjutan)

c. Undang-Undang Ketenagakerjaan No. 13/2003 dan Imbalan Pasca Kerja Lainnya (lanjutan)

vi. Penghargaan *Jubilee*:

Pegawai permanen dari Grup berhak atas penghargaan *Jubilee*. Penghargaan *Jubilee* akan dibayarkan kepada pegawai setelah menyelesaikan sejumlah tahun masa kerjanya. Estimasi penghargaan *Jubilee* adalah sebagai berikut:

	2019	2018	
Nilai sekarang liabilitas pensiun imbalan pasti	**2.253.513**	**1.196.607**	*Present value of defined benefit obligations*

Tabel berikut ini menyajikan komponen beban dan liabilitas imbalan kerja jangka panjang lainnya konsolidasian:

	2019	2018	
Biaya jasa kini	244.655	135.972	*Current service cost*
Beban bunga	164.077	100.679	*Interest cost*
Penilaian kembali atas imbalan jangka Panjang lainnya	475.919	(319.893)	*Remeasurement of other long term employee benefits*
Lain-lain	-	14.373	*Others*
Jumlah	**884.651**	**(68.869)**	***Total***

Mutasi liabilitas yang diakui atas beban imbalan kerja di laporan posisi keuangan konsolidasian adalah sebagai berikut:

	2019	2018	
Saldo awal tahun	1.196.607	1.521.734	*Balance at beginning of year*
Efek pengalihan hak partisipasi entitas anak (Catatan 44)	(358.253)	-	*Effect of transfer in subsidiaries participating interest (Note 44)*
Biaya imbalan kerja pada tahun berjalan	884.651	(68.869)	*Employee benefit costs for the year*
Jumlah yang diakui pada pendapatan komprehensif lain	(1.338)	(1.348)	*Total amount recognized in other comprehensive income*
Imbalan kerja yang dibayarkan	(264.805)	(145.799)	*Benefits paid*
Dampak selisih kurs	796.651	(109.111)	*Effect of foreign exchange differences*
Saldo akhir tahun	**2.253.513**	**1.196.607**	***Balance at end of year***

38. EMPLOYEE BENEFITS LIABILITIES (continued)

c. Labor Law No. 13/2003 and Other Post-employment Benefits (continued)

vi. Jubilee Awards:

Permanent employees of the Group are entitled to Jubilee Awards. Jubilee Awards are paid to employees upon completion of a certain number of years of services. Estimated jubilee awards were as follows:

The following table summarizes the consolidated components of employees' other long term benefit expense and liabilities:

The movements of liabilities recognized for the provision for employee service entitlements in the consolidated statements of financial position were as follows:

38. LIABILITAS IMBALAN KERJA (lanjutan)

c. Undang-Undang Ketenagakerjaan No. 13/2003 dan Imbalan Pasca Kerja Lainnya (lanjutan)

vii. Liabilitas atas Undang-Undang Ketenagakerjaan No. 13/2003 dan imbalan pasca-kerja lainnya pada dihitung dengan menggunakan asumsi sebagai berikut:

38. EMPLOYEE BENEFITS LIABILITIES (continued)

c. Labor Law No. 13/2003 and Other Post-employment Benefits (continued)

vii. The Labor Law No. 13/2003 and other post-employment benefits obligations were calculated using the following assumptions:

	2019	2018	
Tingkat diskonto	0,49% - 8,20%	1,73% - 9,00%	*Discount rates*
Tingkat proyeksi kenaikan gaji	5,0% - 10,0%	5,0% - 10,0%	*Salary increment rate*
Tingkat mortalitas	TMI 2011	TMI 2011	*Mortality rate*
Tingkat morbiditas (tingkat disabilitas)	10% tingkat mortalitas/ *mortality rate*	10% tingkat mortalitas/ *mortality rate*	*Morbidity rate (disability rate)*
Tingkat pengunduran diri	0% - 10% terutama sesuai tingkat usia/ *primarily in line with age profile*	0% - 10% terutama sesuai tingkat usia/ *primarily in line with age profile*	*Resignation rate*
Proporsi pengambilan pensiun normal	100%	100%	*Proportion of normal retirements*

Analisa sensitivitas kuantitatif untuk asumsi-asumsi yang signifikan pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018 adalah sebagai berikut:

The quantitative sensitivity analysis for significant assumptions as of December 31, 2019 and 2018, were as follows:

	Tingkat diskonto/ *Discount rates*		Kenaikan gaji dimasa depan/ *Future salary increase rate*		
	Persentase/ *Percentage*	Pengaruh nilai kini atas kewajiban imbalan kerja/ *Effect on present value of benefits obligation*	Persentase/ *Percentage*	Pengaruh nilai kini atas kewajiban imbalan kerja/ *Effect on present value of benefits obligation*	
31 Desember 2019					***December 31, 2019***
Kenaikan	0,25%- 1%	(1.014.568)	1%	1.182.930	*Increase*
Penurunan	(0,25%- 1%)	1.160.776	(1%)	(1.060.835)	*Decrease*
31 Desember 2018					***December 31, 2018***
Kenaikan	1%	(840.129)	1%	954.021	*Increase*
Penurunan	(1%)	954.659	(1%)	(852.679)	*Decrease*

38. LIABILITAS IMBALAN KERJA (lanjutan)

c. Undang-Undang Ketenagakerjaan No. 13/2003 dan Imbalan Pasca Kerja Lainnya (lanjutan)

Jadwal jatuh tempo dari liabilitas imbalan pasti yang tidak didiskontokan pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018 adalah sebagai berikut:

	2019	2018	
Kurang dari 1 tahun	7.354.646	757.434	*Within one year*
1 tahun	524.699	7.372.725	*1 year*
2 - 5 tahun	2.910.960	2.702.182	*2 - 5 years*
Lebih dari 5 tahun	87.469.624	75.264.248	*More than 5 years*
Jumlah	**98.259.929**	**86.096.589**	***Total***

Durasi rata-rata liabilitas imbalan pasti diakhir tahun pelaporan untuk Grup berkisar antara 3 sampai 14 tahun pada tanggal 31 Desember 2019 dan antara 4 sampai 17 tahun pada tanggal 31 Desember 2018.

Manajemen berkeyakinan bahwa saldo liabilitas imbalan kerja tersebut cukup untuk memenuhi imbalan minimum sesuai dengan Undang-undang Tenaga Kerja.

38. EMPLOYEE BENEFITS LIABILITIES (continued)

c. Labor Law No. 13/2003 and Other Post-employment Benefits (continued)

The undiscounted maturity profile of defined benefit obligations as of December 31, 2019 and 2018, were as follows:

The average duration of the defined benefits obligation at the end of reporting year for the Group were approximately 3 to 14 years for December 31, 2019, and approximately 4 to 17 years as of December 31, 2018.

Management believes that the balance of employee benefits liabilities is sufficient to cover the minimum benefits required under the Labor Law.

39. SIFAT HUBUNGAN DAN TRANSAKSI-TRANSAKSI DENGAN PIHAK-PIHAK BERELASI

a. Sifat Hubungan Berelasi

i. PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk mempunyai pemegang saham mayoritas yang sama dengan Perusahaan.

ii. PT Medco Intidinamika (INTI) mempunyai pemegang saham pengendali yang sama dengan Perusahaan.

iii. PT Medco Duta (DUTA) adalah salah satu pemegang saham Perusahaan dan mempunyai pemegang saham mayoritas yang sama dengan Perusahaan.

iv. PT Amman Mineral Investama dimiliki oleh Grup sebesar 50% sampai dengan 2 Januari 2018, PT Amman Mineral Internasional (AMI) dimiliki oleh Grup sebesar 39,35% sejak 2 Januari 2018. PT Amman Mineral Industri adalah entitas anak dari AMI.

v. PT Medco Daya Abadi Lestari merupakan entitas induk langsung Perusahaan sejak Maret 2018.

39. NATURE OF RELATIONSHIPS AND TRANSACTIONS WITH RELATED PARTIES

a. Nature of Relationships

i. PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk has the same majority shareholder with the Company.

ii. PT Medco Intidinamika (INTI) has the same controlling shareholder as the Company.

iii. PT Medco Duta (DUTA) is a stockholder of the Company and has the same majority shareholder with the Company.

iv. PT Amman Mineral Investama is 50%-owned by the Group until January 2, 2018. PT Amman Mineral Internasional (AMI) is 39.35%-owned by the Group since January 2, 2018. PT Amman Mineral Industri is a subsidiary of AMI.

v. PT Medco Daya Abadi Lestari is the direct parent entity of the Company since March 2018.

39. SIFAT HUBUNGAN DAN TRANSAKSI-TRANSAKSI DENGAN PIHAK-PIHAK BERELASI (lanjutan)

a. Sifat Hubungan Berelasi (lanjutan)

vi. PT Medco Daya Natuna ("MDN"), PT Medco Daya Energi Nusantara ("MDEN"), PT Medco Daya Sentosa ("MDS"), PT Medco Daya Makmur ("MDM") dan PT Bahtera Daya Makmur ("BDM") mempunyai pemegang saham mayoritas yang sama dengan Perusahaan.

vii. Kuala Langsa (Block A) Limited ("KLL") dimiliki oleh Grup sebesar 50%.

viii. PT Api Metra Graha ("AMG") dimiliki oleh Grup sebesar 49% sejak Maret 2019.

b. Transaksi-transaksi dengan Pihak-pihak Berelasi

Dalam melakukan kegiatan usahanya, Grup melakukan transaksi-transaksi tertentu dengan pihak-pihak berelasi.

Dalam melakukan kegiatan usahanya, Grup melakukan transaksi-transaksi tertentu dengan pihak-pihak berelasi.

39. NATURE OF RELATIONSHIPS AND TRANSACTIONS WITH RELATED PARTIES (continued)

a. Nature of Relationships (continued)

vi. PT Medco Daya Natuna ("MDN"), PT Medco Daya Energi Nusantara ("MDEN"), PT Medco Daya Sentosa ("MDS"), PT Medco Daya Makmur ("MDM") and PT Bahtera Daya Makmur ("BDM") has the same majority shareholder with the Company.

vii. Kuala Langsa (Block A) Limited ("KLL") is 50%-owned by the Group.

viii. PT Api Metra Graha ("AMG") is 49%-owned by the Group since March 2019.

b. Transactions with Related Parties

In the normal course of business, the Group entered into certain transactions with its related parties.

In the normal course of business, the Group entered into certain transactions with its related parties.

	2019		2018		
	Jumlah/ *Amount*	Presentase terhadap jumlah (%) / *Percentage to related totals (%)*	Jumlah/ *Amount*	Presentase terhadap jumlah (%) / *Percentage to related totals (%)*	
Aset					***Assets***
Kas dan setara kas					*Cash and cash equivalents*
PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk	27.314.023	0,454738	16.911.769	0,321982	*PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk*
Deposito dan rekening bank yang dibatasi penggunaannya					*Restricted time deposits and cash in bank*
PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk	612.532	0,010198	836.895	0,015934	*PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk*
Piutang usaha					*Trade receivables*
PT Medco Daya Makmur	246.151	0,004098	-	-	*PT Medco Daya Makmur*
PT Bahtera Daya Makmur	144.164	0,002400	-	-	*PT Bahtera Daya Makmur*
PT Api Metra Graha	9.018	0,000150	-	-	*PT Api Metra Graha*
Piutang lain-lain					*Other receivables*
PT Api Metra Graha	3.135.784	0,052206	-	-	*PT Api Metra Graha*
PT Medco Daya Makmur	2.611.420	0,043476	-	-	*PT Medco Daya Makmur*
PT Amman Mineral Industri	2.295.687	0,038220	985.861	0,018770	*PT Amman Mineral Industri*
PT Bahtera Daya Makmur	1.543.601	0,025699	-	-	*PT Bahtera Daya Makmur*
PT Medco Daya Natuna	982.829	0,016363	334.636	0,006371	*PT Medco Daya Natuna*
PT Medco Daya Sentosa	147.268	0,002452	-	-	*PT Medco Daya Sentosa*
PT Medco Daya Energi Nusantara	95.595	0,001592	130.948	0,002493	*PT Medco Daya Energi Nusantara*
Uang muka kepada pihak berelasi					*Advances to a related party*
PT Medco Daya Abadi Lestari	69.500.000	1,157072	37.500.000	0,713960	*PT Medco Daya Abadi Lestari*
Setoran jaminan					*Security deposits*
PT Api Metra Graha	1.444.473	0,024048	-	-	*PT Api Metra Graha*

39. SIFAT HUBUNGAN DAN TRANSAKSI-TRANSAKSI DENGAN PIHAK-PIHAK BERELASI (lanjutan)

39. NATURE OF RELATIONSHIPS AND TRANSACTIONS WITH RELATED PARTIES (continued)

b. Transaksi-transaksi dengan Pihak-pihak Berelasi (lanjutan)

b. Transactions with Related Parties (continued)

	2019		2018		
	Jumlah/ *Amount*	Presentase terhadap jumlah (%) / *Percentage to related totals (%)*	Jumlah/ *Amount*	Presentase terhadap jumlah (%) / *Percentage to related totals (%)*	
Liabilitas					***Liability***
Pinjaman bank					*Bank Loan*
PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk	14.000.000	0,301056	-	-	*PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk*
Utang usaha					*Trade payables*
PT Medco Daya Natuna	17.155.491	0,368912	19.723.777	0,510300	*PT Medco Daya Natuna*
PT Medco Daya Energi Nusantara	5.911.409	0,127119	1.055.311	0,027303	*PT Medco Daya Energi Nusantara*
PT Api Metra Graha	472.069	0,010151	-	-	*PT Api Metra Graha*
Utang lain-lain					*Other payables*
PT Medco Daya Makmur	12.094.780	0,260086	-	-	*PT Medco Daya Makmur*
PT Bahtera Daya Makmur	5.041.870	0,108421	-	-	*PT Bahtera Daya Makmur*
Kuala Langsa (Block A) Limited	79.591	0,001712	79.591	0,002059	*Kuala Langsa (Block A) Limited*
PT Api Metra Graha	37.071	0,000797	-	-	*PT Api Metra Graha*
PT Medco Daya Energi Nusantara	9.522	0,000205	108.631	0,002811	*PT Medco Daya Energi Nusantara*
PT Medco Daya Natuna	8.231	0,000177	2.206.361	0,057084	*PT Medco Daya Natuna*
PT Medco Daya Abadi Lestari	-	-	10.000.000	0,258723	*PT Medco Daya Abadi Lestari*
Transaksi					***Transactions***
Pendapatan dari jasa					*Revenue from services*
PT Medco Daya Makmur	433.526	0,030142	-	-	*PT Medco Daya Makmur*
PT Bahtera Daya Makmur	396.042	0,027536	-	-	*PT Bahtera Daya Makmur*
Biaya pembelian minyak mentah					*Cost of crude oil purchases*
PT Medco Daya Abadi Lestari	-	-	52.180.807	8,903461	*PT Medco Daya Abadi Lestari*
Sewa ruang kantor					*Office space lease*
PT Api Metra Graha	6.818.186	0,805401	-	-	*PT Api Metra Graha*
Pendapatan bunga					*Finance income*
PT Medco Daya Abadi Lestari	1.000.000	7,712014	-	-	*PT Medco Daya Abadi Lestari*

40. INFORMASI SEGMEN

Grup mengklasifikasikan dan mengevaluasi informasi keuangan mereka menjadi pelaporan segmen usaha yang dikelompokkan menjadi tujuh (7) kelompok bisnis strategis:

a. Segmen Usaha

Grup bergerak di bidang usaha sebagai berikut:

i. Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi
ii. Jasa
iii. Listrik
iv. Kimia
v. Sewa properti
vi. Perdagangan
vii. *Holding* dan operasional terkait

Segmen usaha dari operasi yang dihentikan dan/atau dimiliki untuk dijual adalah sebagai berikut (Catatan 36):

40. SEGMENT INFORMATION

The Group classifies and evaluates its financial information into reportable operating segments which are grouped into seven (7) strategic business groups:

a. Operating Segments

The Group is engaged in the following business activities:

i. Exploration for and production of oil and gas
ii. Services
iii. Power
iv. Chemicals
v. Rental of properties
vi. Trading
vii. Holding and related operations

The operating segments of discontinued operations and/or held for sale are as follows (Note 36):

Entitas anak/ *Subsidiaries*	Segmen/*Segment*
PT Medco Downstream Indonesia	Kimia/*Chemicals*
PT Medco Methanol Bunyu	Kimia/*Chemicals*
PT Medco LPG Kaji	Kimia/*Chemicals*
PT Medco Ethanol Lampung	Kimia/*Chemicals*
PT Medco Infrastruktur Indonesia (dahulu/*formerly* PT Medco Gas Indonesia)	Jasa/*Services*
PT Meta Adhya Tirta Umbulan	Jasa/*Services*
PT Exspan Petrogas Intranusa	Jasa/*Services*
PT Api Metra Graha	Sewa properti/*Rental properties*

Informasi geografis dari operasi yang dihentikan dan dimiliki untuk dijual adalah sebagai berikut (Catatan 36):

The geographical information of discontinued operations and held for sale are as follows (Note 36):

Entitas anak/ *Subsidiaries*	Informasi Geografis/*Geographical Information*
Medco Arabia Limited	Afika dan Timur Tengah/*Africa and Middle East*
Medco International Ventures Limited	Afika dan Timur Tengah/*Africa and Middle East*
Medco Tunisia Petroleum Limited	Afika dan Timur Tengah/*Africa and Middle East*
Medco Ventures International (Barbados) Limited	Afika dan Timur Tengah/*Africa and Middle East*
Medco Sahara Limited	Afika dan Timur Tengah/*Africa and Middle East*
Medco Energi USA Inc	Amerika Serikat/*United States of America*
Medco Energi US LLC	Amerika Serikat/*United States of America*
Medco Petroleum Management LLC	Amerika Serikat/*United States of America*

40. INFORMASI SEGMEN (lanjutan)

40. SEGMENT INFORMATION (continued)

a. Segmen Usaha (lanjutan)

a. Operating Segments (continued)

	2019							
	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi/ *Exploration for and production of oil and gas*	**Jasa/ *Service***	**Listrik/ *Power***	**Perdagangan/ *Trading***	***Holding* dan operasional terkait/ *Holding and related operations***	**Operasi yang dihentikan/ *Discontinued operations***	**Eliminasi/ *Elimination***	**Konsolidasi/ *Consolidation***
Penjualan eksternal/ *External sales*	970.638.223	2.304.414	274.792.650	190.555.566	-	-	-	1.438.290.853
Penjualan antar segmen/ *Intersegment sales*	136.184.416	7.863.632	227.158	-	-	-	(144.275.206)	-
Jumlah penjualan dan pendapatan usaha lainnya/ *Total sales and other operating revenues*	1.106.822.639	10.168.046	275.019.808	190.555.566	-	-	(144.275.206)	1.438.290.853
Laba kotor/ *Gross profit*	482.684.157	2.479.507	97.411.599	7.597.887	-	-	1.559.315	591.732.465
Beban penjualan, umum dan administrasi/ *Selling, general and administrative expenses*	(151.656.965)	(1.710.041)	(37.823.698)	(5.750.611)	(33.588.850)	-	1.246.647	(229.283.518)
Beban pendanaan/ *Finance costs*	(156.803.065)	(9.826)	(45.962.611)	(10.327.583)	(70.878.049)	-	32.646.561	(251.334.573)
Pendapatan bunga/ *Finance income*	21.200.269	100.523	4.998.203	6.298.203	12.219.068	-	(31.849.485)	12.966.781
Keuntungan pembelian diskon/ *Bargain purchase*	79.498.296	-	-	-	-	-	-	79.498.296
Bagian rugi dari entitas entitas asosiasi dan ventura bersama/ *Share of net loss of associate and joint venture*	4.277.578	-	-	-	(46.296.309)	-	-	(42.018.731)
Pendapatan lain-lain/ *Other income*	14.362.631	418.320	9.272.079	1.418.064	9.089.643	-	(1.146.582)	33.414.155
Beban lain-lain/ *Other expenses*	(4.593.955)	(226.699)	(5.057.102)	(5.945.292)	(5.703)	-	-	(15.828.751)
Laba (rugi) sebelum manfaat (beban) pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan/ *Profit (loss) before income tax benefit (expense) from continuing operations*	288.968.946	1.051.784	22.838.470	(6.709.332)	(129.460.200)	-	2.456.456	179.146.124

40. INFORMASI SEGMEN (lanjutan) / *40. SEGMENT INFORMATION (continued)*

a. Segmen Usaha (lanjutan) / *a. Operating Segments (continued)*

	2019							
	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi/ *Exploration for and production of oil and gas*	**Jasa/ *Service***	**Listrik/ *Power***	**Perdagangan/ *Trading***	***Holding* dan operasional terkait/ *Holding and related operations***	**Operasi yang dihentikan/ *Discontinued operations***	**Eliminasi/ *Elimination***	**Konsolidasi/ *Consolidation***
Beban pajak penghasilan/ *Income tax expense*	(182.587.364)	(246.959)	(9.581.955)	39.879	(6.996.851)	-	-	(199.373.250)
Kepentingan nonpengendali/ *Non-controlling interests*	(4.036.272)	-	(9.778.280)	-	-	-	-	(13.814.552)
Rugi setelah beban pajak penghasilan dari operasi yang dihentikan/ *Loss after income tax expense from discontinued operations*	-	-	-	-	-	9.314.158	(2.620.081)	6.694.077
LABA (RUGI) TAHUN BERJALAN YANG DIATRIBUSIKAN KEPADA PEMILIK ENTITAS INDUK/ *PROFIT (LOSS) FOR THE YEAR ATTRIBUTABLE TO OWNERS OF THE PARENT COMPANY*	**102.345.310**	**804.825**	**3.478.235**	**(6.669.453)**	**(136.457.051)**	**9.314.158**	**(163.625)**	**(27.347.601)**
Aset segmen/ *Segment assets*	7.391.707.545	10.310.003	1.383.358.267	507.775.941	2.776.946.276	385.893.214	(7.384.495.802)	5.071.495.444
Investasi jangka panjang/ *Long-term investments*	183.197.123	-	-	-	751.845.823	-	-	935.042.946
JUMLAH ASET/ *TOTAL ASSETS*	**7.574.904.668**	**10.310.003**	**1.383.358.267**	**507.775.941**	**3.528.792.099**	**385.893.214**	**(7.384.495.802)**	**6.006.538.390**
LIABILITAS Liabilitas segmen/ ***LIABILITIES*** *Segment liabilities*	6.783.381.718	8.084.125	878.693.858	560.446.358	3.736.384.694	67.797.142	(7.384.495.802)	4.650.292.093
Pembelian barang modal/ *Capital expenditures*	192.684.219	87.921	119.040.557	-	854.127	-	-	312.666.824
Penyusutan, deplesi dan amortisasi/ *Depreciation, depletion and amortization*	290.122.560	680.813	6.552.000	13.303	332.146	-	-	297.700.822
Transaksi non kas selain depresiasi, deplesi dan amortisasi/ *Non-cash transactions other than depreciation, depletion and amortization*	20.178.861	-	656.053	-	1.071.731	-	-	21.906.645

40. INFORMASI SEGMEN (lanjutan) / *40. SEGMENT INFORMATION (continued)*

a. Segmen Usaha (lanjutan) / *a. Operating Segments (continued)*

	2018							
	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi/ *Exploration for and production of oil and gas*	**Jasa/ *Service***	**Listrik/ *Power***	**Perdagangan/ *Trading***	***Holding* dan operasional terkait/ *Holding and related operations***	**Operasi yang dihentikan/ *Discontinued operations***	**Eliminasi/ *Elimination***	**Konsolidasi/ *Consolidation***
Penjualan eksternal/ *External sales*	578.232.425	2.244.353	235.856.950	401.917.820	-	-	-	1.218.251.548
Penjualan antar segmen/ *Intersegment sales*	267.601.971	6.317.615	896.861	-	-	-	(274.816.447)	-
Jumlah penjualan dan pendapatan usaha lainnya/ *Total sales and other operating revenues*	845.834.396	8.561.968	236.753.811	401.917.820	-	-	(274.816.447)	1.218.251.548
Laba kotor/ *Gross profit*	515.698.167	2.124.388	98.410.540	12.280.483	-	-	3.664.666	632.178.244
Beban penjualan, umum dan administrasi/ *Selling, general and administrative expenses*	(104.079.111)	(2.073.719)	(26.722.785)	(7.004.634)	(21.451.572)	-	4.037.734	(157.294.087)
Beban pendanaan/ *Finance costs*	(96.759.944)	(30.088)	(44.998.630)	(7.196.175)	(75.788.896)	-	35.783.193	(188.990.540)
Pendapatan bunga/ *Finance income*	14.533.856	47.046	6.397.738	11.386.849	12.291.266	-	(31.952.524)	12.704.231
Kerugian penurunan nilai asset/ *Loss on impairment of assets*	-	-	(2.160.936)	-	-	-	-	(2.160.936)
Rugi pada dilusi pada investasi jangka panjang/ *Loss on dillution of long-term investment*	-	-	-	-	(19.073.814)	-	-	(19.073.814)
Bagian rugi dari entitas entitas asosiasi *Share of net loss of associate*	(537)	-	-	-	(66.740.666)	-	-	(66.741.203)
Pendapatan lain-lain/ *Other income*	8.941.866	617.328	1.400.076	-	-	-	(835.815)	10.123.455
Beban lain-lain/ *Other expenses*	(4.986.515)	(432.861)	(5.125.375)	(5.132.439)	(2.878.371)	-	-	(18.555.561)
Laba (rugi) sebelum manfaat (beban) pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan/ *Profit (loss) before income tax benefit (expense) from continuing operations*	333.347.782	252.094	27.200.628	4.334.084	(173.642.053)	-	10.697.254	202.189.789

40. INFORMASI SEGMEN (lanjutan) / *40. SEGMENT INFORMATION (continued)*

a. Segmen Usaha (lanjutan) / *a. Operating Segments (continued)*

	2018							
	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi/ *Exploration for and production of oil and gas*	**Jasa/ *Service***	**Listrik/ *Power***	**Perdagangan/ *Trading***	***Holding* dan operasional terkait/ *Holding and related operations***	**Operasi yang dihentikan/ *Discontinued operations***	**Eliminasi/ *Elimination***	**Konsolidasi/ *Consolidation***
Beban pajak penghasilan/ *Income tax expense*	(189.050.882)	(935.301)	(1.380.876)	(2.703.438)	(2.410.493)	-	-	(196.480.990)
Kepentingan nonpengendali/ *Non-controlling interests*	(5.925.523)	-	(17.529.954)	-	526.177	-	-	(22.929.300)
Rugi setelah beban pajak penghasilan dari operasi yang dihentikan/ *Loss after income tax expense from discontinued operations*	-	-	-	-	-	(15.095.109)	(18.986.626)	(34.081.735)
LABA (RUGI) TAHUN BERJALAN YANG DIATRIBUSIKAN KEPADA PEMILIK ENTITAS INDUK/ *PROFIT (LOSS) FOR THE YEAR ATTRIBUTABLE TO OWNERS OF THE PARENT COMPANY*	**138.371.377**	**(683.207)**	**8.289.798**	**1.630.646**	**(175.526.369)**	**(15.095.109)**	**(8.289.372)**	**(51.302.236)**
Aset segmen/ *Segment assets*	4.500.467.830	41.702.387	1.198.128.269	465.196.595	2.967.115.886	717.771.218	(5.591.664.554)	4.298.717.631
Investasi jangka panjang/ *Long-term investments*	105.423.200	-	-	-	848.252.915	-	-	953.676.115
JUMLAH ASET/ *TOTAL ASSETS*	**4.605.891.030**	**41.702.387**	**1.198.128.269**	**465.196.595**	**3.815.368.801**	**717.771.218**	**(5.591.664.554)**	**5.252.393.746**
LIABILITAS Liabilitas segmen/ ***LIABILITIES*** *Segment liabilities*	4.227.164.032	36.492.566	723.909.608	511.198.052	3.537.909.964	420.122.771	(5.591.664.554)	3.865.132.439
Pembelian barang modal/ *Capital expenditures*	268.214.299	-	60.476.175	-	-	-	-	328.690.474
Penyusutan, deplesi dan amortisasi/ *Depreciation, depletion and amortization*	104.093.327	822.728	5.262.988	-	267.486	-	-	110.446.529
Transaksi non kas selain depresiasi, deplesi dan amortisasi/ *Non-cash transactions other than depreciation, depletion and amortization*	16.422.756	72.356	812.381	-	1.353.600	-	-	18.661.093

40. INFORMASI SEGMEN (lanjutan) / *40. SEGMENT INFORMATION (continued)*

b. Informasi Geografis / *b. Geographical Information*

Tabel berikut ini menampilkan distribusi pendapatan Grup berdasarkan pasar geografis dan aset Grup berdasarkan letak geografis:

The following table shows the distribution of the Group's revenues by geographical market and the Group's assets by geographical location:

Pendapatan / *Revenues*

	2019	2018	
Indonesia	802.229.159	517.065.699	*Indonesia*
Luar negeri			*Overseas*
Asia	539.598.658	608.395.715	*Asia*
Afrika dan Timur Tengah	96.463.036	92.790.134	*Africa and Middle East*
Jumlah	**1.438.290.853**	**1.218.251.548**	***Total***

Jumlah Aset / *Total Assets*

	2019	2018	
Indonesia	7.582.003.573	6.896.983.485	*Indonesia*
Luar negeri			*Overseas*
Asia	5.498.226.341	3.648.693.932	*Asia*
Afrika dan Timur Tengah	310.385.761	295.431.434	*Africa and Middle East*
Amerika Serikat	418.517	2.949.449	*United States of America*
Jumlah	**13.391.034.192**	**10.844.058.300**	***Total***
Eliminasi	(7.384.495.802)	(5.591.664.554)	*Elimination*
Setelah eliminasi	**6.006.538.390**	**5.252.393.746**	***After elimination***

41. ASET DAN LIABILITAS MONETER DALAM MATA UANG ASING

Grup memiliki aset dan liabilitas moneter dalam mata uang asing dengan rincian sebagai berikut:

41. MONETARY ASSETS AND LIABILITIES DENOMINATED IN FOREIGN CURRENCIES

The Group has monetary assets and liabilities denominated in foreign currencies as follows:

	2019				
	Dalam mata uang aslinya (dalam jutaan)/ *In original currency (in millions)*			Setara AS$ (dalam satuan penuh)/ *US$ Equivalent (full amount)*	
	Rupiah/ *Rupiah*	Euro/ *Euro*	Lain-lain/ *Others*		
Aset					***Assets***
Kas dan setara kas	463.047	-	23.207	44.889.143	*Cash and cash equivalents*
Investasi jangka pendek	56.767	-	-	4.083.651	*Short-term investments*
Deposito dan rekening bank yang dibatasi penggunaannya	34.290	-	-	2.466.752	*Restricted time deposits and cash in banks*
Piutang usaha	160.637	-	-	11.555.782	*Trade receivables*
Piutang lain-lain	2.150.000	-	176	162.620.841	*Other receivables*
Liabilitas					***Liabilities***
Utang usaha	(656.653)	-	153	(53.088.953)	*Trade payables*
Utang pajak	(123.751)	-	-	(8.902.271)	*Taxes payable*
Biaya akrual dan provisi lain-lain	(534.035)	(0,04)	24	(44.937.296)	*Accrued expenses and other provision*
Pinjaman jangka panjang lainnya	(7.382.601)	-	-	(531.083.971)	*Other long-term debt*
Pinjaman bank	(1.465)	-	-	(105.367)	*Bank loans*
Aset (Liabilitas) Neto	**(5.833.764)**	**(0,04)**	**23.560**	**(412.501.689)**	***Net Assets (Liabilities)***

	2018				
	Dalam mata uang aslinya (dalam jutaan)/ *In original currency (in millions)*			Setara AS$ (dalam satuan penuh)/ *US$ Equivalent (full amount)*	
	Rupiah/ *Rupiah*	Euro/ *Euro*	Lain-lain/ *Others*		
Aset					***Assets***
Kas dan setara kas	870.986	-	3,66	64.534.645	*Cash and cash equivalents*
Investasi jangka pendek	51.046	-	-	3.525.010	*Short-term investments*
Deposito dan rekening bank yang dibatasi penggunaannya	41.624	-	-	2.874.405	*Restricted time deposits and cash in banks*
Piutang usaha	368.299	-	-	25.433.267	*Trade receivables*
Piutang lain-lain	1.564.381	0,71	-	108.845.527	*Other receivables*
Liabilitas					***Liabilities***
Utang usaha	(680.662)	(0,02)	(0,05)	(47.056.535)	*Trade payables*
Utang pajak	(100.870)	-	-	(6.965.666)	*Taxes payable*
Biaya akrual dan provisi lain-lain	(647.733)	-	-	(44.729.822)	*Accrued expenses and other provision*
Pinjaman jangka panjang lainnya	(7.812.891)	-	-	(539.527.060)	*Other long-term debt*
Pinjaman bank	(2.053)	-	-	(141.794)	*Bank loans*
Aset (Liabilitas) Neto	**(6.347.873)**	**0,69**	**3,61**	**(433.208.023)**	***Net Assets (Liabilities)***

42. INSTRUMEN KEUANGAN / *42. FINANCIAL INSTRUMENTS*

a. Nilai Wajar atas Instrumen Keuangan / *a. Fair Values of Financial Instruments*

Tabel berikut menyajikan klasifikasi instrumen keuangan dan membandingkan nilai tercatat dan estimasi nilai wajar dari instrumen keuangan Grup yang dicatat di laporan posisi keuangan konsolidasian pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018:

The following table presents the classification of financial instruments and sets forth the carrying amounts and estimated fair values of the financial instruments of the Group that are carried in the consolidated statements of financial position as of December 31, 2019 and 2018:

	2019		2018		
	Nilai Tercatat/ *Carrying Amounts*	Nilai Wajar/ *Fair Value*	Nilai Tercatat/ *Carrying Amounts*	Nilai Wajar/ *Fair Value*	
Aset Keuangan					***Financial Assets***
Aset jangka pendek					***Current assets***
Investasi jangka pendek	25.999.298	25.999.298	25.185.432	25.185.432	*Short-term investments*
Investasi tersedia untuk dijual	5.661.258	5.661.258	6.211.302	6.211.302	*Available for sale-investment*
Aset derivatif	522.486	522.486	1.922.078	1.922.078	*Derivative assets*
Aset tidak lancar					***Non-current assets***
Aset keuangan konsesi	665.199.551	665.199.551	532.315.640	532.315.640	*Concession financial assets*
Aset derivatif	7.272.252	7.272.252	4.605.098	4.605.098	*Derivative assets*
Jumlah Aset Keuangan	**704.654.845**	**704.654.845**	**570.239.550**	**570.239.550**	***Total Financial Assets***
Liabilitas Keuangan					***Financial Liabilities***
Liabilitas jangka pendek					***Current liabilities***
Liabilitas derivatif	6.490.917	6.490.917	11.225.780	11.225.780	*Derivative liabilities*
Liabilitas jangka panjang					***Non-current liabilities***
Pinjaman jangka panjang:					*Long-term debts:*
Pinjaman bank	1.004.157.088	951.429.239	1.012.275.238	980.200.747	*Bank loans*
Pinjaman dari instansi keuangan non-bank non-bank	6.091	6.395	10.907.474	10.944.136	*Loan from a non-bank financial institution*
Obligasi Rupiah	482.233.900	502.142.148	447.623.190	453.859.831	*Rupiah bonds*
Obligasi Dolar AS	1.505.913.160	1.608.750.000	867.801.068	819.000.000	*US Dollar bonds*
Wesel jangka menengah	66.634.942	66.494.841	66.456.769	65.974.892	*Medium term notes*
Liabilitas derivatif	35.786.829	35.786.829	36.021.136	36.021.136	*Derivative liabilities*
Jumlah Liabilitas Keuangan	**3.101.222.927**	**3.171.100.369**	**2.452.310.655**	**2.377.226.522**	***Total Financial Liabilities***

42. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

a. Nilai Wajar atas Instrumen Keuangan (lanjutan)

Metode dan asumsi berikut ini digunakan untuk mengestimasi nilai wajar untuk kelompok instrumen keuangan yang praktis untuk memperkirakan nilai tersebut:

i. Instrumen keuangan dicatat pada nilai wajar

Investasi jangka pendek diukur pada harga kuotasian yang dipublikasikan pada pasar aktif.

Investasi tersedia untuk dijual dan instrumen derivatif diukur pada nilai wajarnya berdasarkan teknik penilaian yang wajar dengan nilai input pasar yang dapat diobservasi.

Aset keuangan konsesi diestimasi menggunakan model diskonto arus kas.

ii. Pinjaman dan utang

Nilai wajar dari pinjaman jangka panjang (pinjaman bank, pinjaman dari instansi keuangan non-bank, dan wesel jangka menengah) dihitung berdasarkan arus kas yang didiskontokan.

Nilai wajar dari pinjaman jangka panjang (obligasi Rupiah dan obligasi Dolar AS) dihitung berdasarkan harga kuotasian yang dipublikasikan pada pasar aktif.

Pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, nilai tercatat instrumen keuangan berikut ini mendekati nilai wajarnya:

i. Instrumen keuangan yang jatuh tempo dalam jangka pendek

Nilai wajar kas dan setara kas, deposito dan rekening bank yang dibatasi penggunaannya, piutang usaha dan lain-lain (kecuali PPN yang dapat ditagihkan), pinjaman bank jangka pendek, utang usaha dan utang lain-lain, dan biaya akrual mendekati nilai tercatatnya karena jatuh temponya dalam jangka pendek dan sifat instrumen keuangan tersebut.

42. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

a. Fair Values of Financial Instruments (continued)

The following methods and assumptions were used to estimate the fair value of each class of financial instruments for which it is practicable to estimate such value:

i. Financial instruments carried at fair value

Short-term investments are measured at published quoted market prices in an active market.

Fair values of available for sale-investments and derivative instruments are estimated using appropriate valuation techniques with market observable inputs.

Concession financial assets are estimated using a discounted cash flow model.

ii. Loans and borrowings

The fair values of long-term debts (bank loans, loan from a non-bank institution, and medium-term notes), are determined based on discounted cash flows method.

The fair values of long-term debts (Rupiah bonds and US Dollar bonds), are determined based on published quoted market prices in an active market.

As of December 31, 2019 and 2018, the carrying amount of the following financial instruments is a reasonable approximation of its fair value:

i. Financial instruments with short-term maturities

Fair values of cash and cash equivalents, restricted time deposits and cash in banks, trade and other receivables (excluding reimbursable VAT), short-term bank loans, trade and other payables, and accrued expenses approximate their carrying amounts due to the short-term maturities and nature of the financial instruments.

42. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

a. Nilai Wajar atas Instrumen Keuangan (lanjutan)

ii. Instrumen keuangan dicatat pada biaya perolehan

Investasi pada saham biasa yang tidak memiliki kuotasi pasar dengan kepemilikan saham di bawah 20%, dicatat pada biaya perolehan karena nilai wajarnya tidak dapat diukur secara andal.

iii. Instrumen keuangan lainnya

Nilai wajar dari bagian tidak lancar setoran jaminan (termasuk pada Aset Lain-lain) adalah sama dengan nilai tercatat karena nilai wajarnya tidak dapat diukur secara andal, tanpa menimbulkan biaya yang berlebihan. Tidak praktis untuk memperkirakan nilai wajar dari instrumen ini dikarenakan instrumen ini tidak memiliki jangka waktu pembayaran yang tetap, meskipun tidak diharapkan dapat diselesaikan dalam waktu dua belas (12) bulan setelah tanggal pelaporan.

Hierarki nilai wajar pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018 adalah sebagai berikut:

42. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

a. Fair Values of Financial Instruments (continued)

ii. Financial instruments recorded at acquisition cost

Investments in common shares with no quoted market price representing ownership below 20%, are recorded at cost because fair value cannot be measured reliably.

iii. Other financial instruments

The fair values of non-current security deposits (included in Other Assets), are the same as their carrying amounts because their fair values cannot be measured reliably, without incurring excessive costs. It is not practical to estimate the fair value of these instruments because there are no fixed repayment terms, although these are not expected to be settled within twelve (12) months after financial reporting date.

The hierarchy of fair value as of December 31, 2019 and 2018 are as follows:

	2019				
	Jumlah/ *Total*	Harga pasar yang dikuotasikan untuk aset dan liabilitas yang sama (Level 1)/ *Market value quotation for similar assets and liabilities (Level 1)*	Input yang signifikan dan dapat diobservasi secara langsung maupun tidak langsung (Level 2)/ *Significant input and observable directly or indirectly (Level 2)*	Input yang signifikan tetapi tidak dapat diobservasi (Level 3)/ *Significant input but unobservable (Level 3)*	
Aset diukur pada nilai wajar					***Assets measured at fair value***
Aset Keuangan					***Financial Assets***
Investasi jangka pendek	25.999.298	25.999.298	-	-	*Short-term investments*
Investasi tersedia untuk dijual	5.661.258	-	5.661.258	-	*Available for sale-investments*
Derivatif pada lindung nilai efektif					***Derivatives in effective hedge***
Aset derivatif	7.794.738	-	7.794.738	-	*Derivative assets*
Liabilitas diukur pada nilai wajar					***Liabilities measured at fair value***
Liabilitas Keuangan					***Financial Liabilities***
Derivatif pada lindung nilai efektif					***Derivatives in effective hedge***
Liabilitas derivatif	42.277.746	-	42.277.746	-	*Derivative liabilities*
Aset yang nilai wajarnya diungkapkan					***Assets for which fair value is disclosed***
Aset Keuangan					***Financial Assets***
Aset keuangan konsesi	665.199.551	-	665.199.551	-	*Concession financial assets*

42. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

a. Nilai Wajar atas Instrumen Keuangan (lanjutan)

Hierarki nilai wajar pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018 adalah sebagai berikut (lanjutan):

42. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

a. Fair Values of Financial Instruments (continued)

The hierarchy of fair value as of December 31, 2019 and 2018 are as follows (continued):

	2019				
	Jumlah/ *Total*	Harga pasar yang dikuotasikan untuk aset dan liabilitas yang sama (Level 1)/ *Market value quotation for similar assets and liabilities (Level 1)*	Input yang signifikan dan dapat diobservasi secara langsung maupun tidak langsung (Level 2)/ *Significant input and observable directly or indirectly (Level 2)*	Input yang signifikan tetapi tidak dapat diobservasi (Level 3)/ *Significant input but unobservable (Level 3)*	
Liabilitas yang nilai wajarnya diungkapkan					***Liabilities for which fair value is disclosed***
Liabilitas Keuangan					***Financial Liabilities***
Pinjaman jangka panjang:					*Long-term debts:*
Pinjaman bank	951.429.239	-	951.429.239	-	*Bank loans*
Pinjaman dari instansi keuangan non-bank	6.395	-	6.395	-	*Loan from a non-bank financial institution*
Obligasi Rupiah	502.142.148	502.142.148	-	-	*Rupiah bonds*
Obligasi Dolar AS	1.608.750.000	1.608.750.000	-	-	*US Dollar bonds*
Wesel jangka menengah	66.494.841	-	66.494.841	-	*Medium-term notes*

	2018				
	Jumlah/ *Total*	Harga pasar yang dikuotasikan untuk aset dan liabilitas yang sama (Level 1)/ *Market value quotation for similar assets and liabilities (Level 1)*	Input yang signifikan dan dapat diobservasi secara langsung maupun tidak langsung (Level 2)/ *Significant input and observable directly or indirectly (Level 2)*	Input yang signifikan tetapi tidak dapat diobservasi (Level 3)/ *Significant input but unobservable (Level 3)*	
Aset diukur pada nilai wajar					***Assets measured at fair value***
Aset Keuangan					***Financial Assets***
Investasi jangka pendek	25.185.432	25.185.432	-	-	*Short-term investments*
Investasi tersedia untuk dijual	6.211.302	-	6.211.302	-	*Available for sale-investments*
Derivatif pada lindung nilai efektif					***Derivatives in effective hedge***
Aset derivatif	6.527.176	-	6.527.176	-	*Derivative assets*
Liabilitas diukur pada nilai wajar					***Liabilities measured at fair value***
Liabilitas Keuangan					***Financial Liabilities***
Derivatif pada lindung nilai efektif					***Derivatives in effective hedge***
Liabilitas derivatif	47.246.916	-	47.246.916	-	*Derivative liabilities*
Aset yang nilai wajarnya diungkapkan					***Assets for which fair value is disclosed***
Aset Keuangan					***Financial Assets***
Aset keuangan konsesi	532.315.640	-	532.315.640	-	*Concession financial assets*

42. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

a. Nilai Wajar atas Instrumen Keuangan (lanjutan)

Hierarki nilai wajar pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018 adalah sebagai berikut (lanjutan):

42. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

a. Fair Values of Financial Instruments (continued)

The hierarchy of fair value as of December 31, 2019 and 2018 are as follows (continued):

	2018				
	Jumlah/ *Total*	Harga pasar yang dikuotasikan untuk aset dan liabilitas yang sama (Level 1)/ *Market value quotation for similar assets and liabilities (Level 1)*	Input yang signifikan dan dapat diobservasi secara langsung maupun tidak langsung (Level 2)/ *Significant input and observable directly or indirectly (Level 2)*	Input yang signifikan tetapi tidak dapat diobservasi (Level 3)/ *Significant input but unobservable (Level 3)*	
Liabilitas yang nilai wajarnya diungkapkan					***Liabilities for which fair value is disclosed***
Liabilitas Keuangan					***Financial Liabilities***
Pinjaman jangka panjang:					*Long-term debts:*
Pinjaman bank	980.200.747	-	980.200.747	-	*Bank loans*
Pinjaman dari instansi keuangan non-bank	10.944.136	-	10.944.136	-	*Loan from a non-bank financial institution*
Obligasi Rupiah	453.859.831	453.859.831	-	-	*Rupiah bonds*
Obligasi Dolar AS	819.000.000	819.000.000	-	-	*US Dollar bonds*
Wesel jangka menengah	65.974.892	-	65.974.892	-	*Medium-term notes*

b. Tujuan dan Kebijakan Manajemen Risiko

Liabilitas keuangan utama Grup meliputi pinjaman jangka pendek dan jangka panjang, utang usaha dan lain-lain dan biaya akrual. Tujuan utama dari liabilitas keuangan ini adalah untuk mengumpulkan dana untuk operasi Grup. Grup mempunyai berbagai aset keuangan seperti piutang usaha dan kas dan setara kas, yang dihasilkan langsung dari kegiatan usahanya.

Risiko utama yang timbul dari instrumen keuangan Grup adalah risiko suku bunga, risiko fluktuasi nilai tukar mata uang asing, risiko kredit, risiko likuiditas dan risiko volatilitas harga. Pentingnya untuk mengelola risiko ini telah meningkat secara signifikan dengan mempertimbangkan perubahan dan volatilitas pasar keuangan baik di Indonesia maupun internasional. Direksi Perusahaan menelaah dan menyetujui kebijakan untuk mengelola risiko-risiko yang dirangkum di bawah ini:

b. Risk Management Objectives and Policies

The principal financial liabilities of the Group consist of short-term and long-term debts, trade and other payables and accrued expenses. The main purpose of these financial liabilities is to raise funds for the operations of the Group. The Group has various financial assets such as trade receivables and cash and cash equivalents, which arise directly from its operations.

The main risks arising from the Group's financial instruments are interest rate risk, foreign exchange rate risk, credit risk, liquidity risk and price volatility risk. The importance of managing these risks has significantly increased in light of the considerable change and volatility in both Indonesian and international financial markets. The Company's Directors review and approve the policies for managing these risks which are summarized below:

42. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

b. Tujuan dan Kebijakan Manajemen Risiko (lanjutan)

i. Risiko suku bunga

Kebijakan Grup terkait dengan risiko suku bunga adalah dengan mengelola biaya bunga melalui kombinasi pinjaman dengan suku bunga tetap dan variabel. Grup mengevaluasi perbandingan suku bunga tetap terhadap suku bunga mengambang dari pinjaman bank jangka pendek dan pinjaman jangka panjang sejalan dengan perubahan suku bunga yang relevan di pasar keuangan. Berdasarkan evaluasi manajemen, pembiayaan baru akan ditentukan harganya pada suku bunga tetap atau mengambang.

Grup memiliki risiko tingkat suku bunga yang terutama berasal dari pergerakan suku bunga piutang dan liabilitas jangka panjang dengan tingkat suku bunga mengambang. Untuk mengelola risiko suku bunga, Grup melakukan transaksi *Swap* Suku Bunga.

Tabel di bawah ini menyajikan nilai tercatat, berdasarkan periode jatuh tempo dari instrumen keuangan Grup yang terkena dampak risiko suku bunga:

42. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

b. Risk Management Objectives and Policies (continued)

i. Interest rate risk

The Group's policy relating to interest rate risk is to manage interest cost through a mix of fixed and variable rate debts. The Group evaluates the comparability of the fixed rate to floating rate of its short-term bank loans and long-term debts in line with movements of relevant interest rates in the financial markets. Based on management's assessment, the new financing will be priced either on a fixed rate or floating rate basis.

The Group's exposure to the risk of changes in market interest rates relates primarily to the Group's long-term receivable and long-term obligations with floating interest rates. In order to manage interest rate risk, the Group entered into Interest Rate Swaps.

The following table sets out the carrying amounts, by maturity, of the Group's financial instruments that are exposed to interest rate risk:

	2019					
Keterangan	**Dalam jangka waktu 1 tahun/ *Within 1 year***	**1-2 tahun/ *1-2 years***	**2-5 tahun/ *2-5 years***	**Lebih dari 5 tahun/ *More than 5 years***	**Jumlah/ *Total***	***Description***
Piutang lain-lain - pihak ketiga	46.614.333	-	-	-	46.614.333	*Other receivables - third party*
Aset derivatif	522.486	6.991.541	280.711	-	7.794.738	*Derivative assets*
Pinjaman bank jangka panjang	84.952.013	270.551.017	325.509.739	374.410.570	1.055.423.339	*Long-term bank loans*
Liabilitas derivatif	6.490.917	9.679.188	19.212.327	6.895.314	42.277.746	*Derivative liabilities*

	2018					
Keterangan	**Dalam jangka waktu 1 tahun/ *Within 1 year***	**1-2 tahun/ *1-2 years***	**2-5 tahun/ *2-5 years***	**Lebih dari 5 tahun/ *More than 5 years***	**Jumlah/ *Total***	***Description***
Aset derivatif	1.922.078	-	2.222.186	2.382.912	6.527.176	*Derivative assets*
Pinjaman bank jangka pendek	40.000.000	-	-	-	40.000.000	*Short-term bank loan*
Pinjaman bank jangka panjang	225.437.515	72.743.511	317.905.210	582.533.804	1.198.620.040	*Long-term bank loans*
Liabilitas derivatif	11.225.780	26.261.744	9.547.491	211.901	47.246.916	*Derivative liabilities*

42. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

b. Tujuan dan Kebijakan Manajemen Risiko (lanjutan)

i. Risiko suku bunga (lanjutan)

Bunga atas instrumen keuangan yang diklasifikasikan sebagai tingkat suku bunga mengambang direvisi dalam jangka waktu kurang dari satu tahun. Sedangkan untuk yang termasuk dalam klasifikasi sebagai tingkat suku bunga tetap adalah tetap sampai dengan jatuh tempo instrumen keuangan tersebut. Instrumen keuangan Grup lainnya yang tidak termasuk dalam tabel di atas adalah instrumen keuangan yang tidak dikenakan bunga atau dengan suku bunga tetap dan oleh karena itu tidak terkena dampak risiko perubahan suku bunga. Pada tanggal 31 Desember 2019, pinjaman bank dengan bunga tetap mencakup 3,44% dari jumlah keseluruhan pinjaman bank.

Grup melakukan transaksi *swap* atas tingkat suku bunga sebagai instrumen lindung nilai untuk mengelola risiko atas tingkat bunga.

Pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, jika tingkat suku bunga pinjaman meningkat/menurun sebesar 0,5% dengan semua variabel lain konstan, laba konsolidasian sebelum beban pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan akan lebih rendah atau tinggi masing-masing sebesar AS$5,2 juta dan AS$6,0 juta sebagai akibat dari lebih tinggi atau rendah beban bunga dari pinjaman.

ii. Risiko fluktuasi nilai tukar mata uang asing

Pembukuan Grup dilakukan dalam mata uang Dolar AS, oleh karena itu, pendapatan, beban, aset dan liabilitas dalam mata uang selain Dolar AS memiliki eksposur terhadap nilai tukar mata uang tersebut terhadap Dolar AS. Aktivitas eksplorasi dan produksi minyak dan gas Grup di berbagai negara tidak terlepas dari eksposur mata uang setempat.

42. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

b. Risk Management Objectives and Policies (continued)

i. Interest rate risk (continued)

Interest on financial instruments classified as floating rate is re-priced at intervals of less than one year. Interest on financial instruments classified as fixed rate is fixed until the maturity of the instrument. The other financial instruments of the Group that are not included in the above table are either non-interest bearing or have fixed interest rates and are therefore not subject to interest rate risk. As of December 31, 2019, bank loan classified as fixed rate constitute 3.44% of the total bank loans.

The Group entered into interest rate swaps hedging instruments to manage its interest rate.

As of December 31, 2019 and 2018, if the borrowing rate increases/decreases by 0.5% with all other variables held constant, the consolidated profit before income tax expense from continuing operations will be lower or higher by US$5.2 million and US$6.0 million, respectively, as a result of higher or lower interest expense on borrowings.

ii. Foreign exchange rate risk

The Group maintains its bookkeeping in US Dollar, therefore, a portion of its revenues, expenses, assets and liabilities which are denominated in currencies other than US Dollar are exposed to currency exchange rates against US Dollar. The oil and gas exploration and production activities of the Group in various countries are also exposed to the currency exchange fluctuations of the local currencies.

42. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

b. Tujuan dan Kebijakan Manajemen Risiko (lanjutan)

ii. Risiko fluktuasi nilai tukar mata uang asing (lanjutan)

Untuk mengelola risiko mata uang, Grup menandatangani beberapa kontrak *swap* atas mata uang silang. Pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, kontrak ini dicatat sebagai transaksi yang tidak ditetapkan sebagai lindung nilai kecuali kontrak lindung nilai atas arus kas, dimana keuntungan atau kerugian yang timbul dari bagian efektif lindung nilai atas arus kas dikreditkan atau dibebankan di pendapatan komprehensif lain (Catatan 24).

Entitas anak tertentu Grup memiliki mata uang fungsional dalam Rupiah. Entitas anak ini terkena dampak atas selisih nilai kurs atas pembelian dan beban utama dalam mata uang yang berbeda dengan mata uang fungsionalnya. Namun, entitas anak ini memiliki lindung nilai alami karena pendapatan tertentu dan beban utama dan pendanaan dalam Dolar AS.

Pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, jika nilai tukar Dolar AS terhadap mata uang asing meningkat/menurun sebanyak 10% dengan semua variabel lain konstan, laba konsolidasian sebelum manfaat pajak dari operasi yang dilanjutkan akan lebih tinggi/rendah masing-masing sebesar AS$45 juta dan AS$43 juta terutama sebagai akibat dari keuntungan/kerugian selisih kurs dari translasi aset dan liabilitas moneter neto.

iii. Risiko kredit

Risiko kredit adalah risiko dimana salah satu pihak atas instrumen keuangan akan gagal memenuhi kewajibannya dan menyebabkan pihak lain mengalami kerugian keuangan.

Eksposur paling besar adalah sebesar nilai tercatat aset keuangan sebagaimana diungkapkan pada Catatan 6, 7, 8 dan 9 atas laporan keuangan konsolidasian.

42. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

b. Risk Management Objectives and Policies (continued)

ii. Foreign exchange rate risk (continued)

In order to manage currency risk, the Group entered into several cross-currency swap and forward contracts. As of December 31, 2019 and 2018, these contracts are accounted for as transactions that are not designated as hedging contracts except for cash flow hedging contracts, in which the gain or loss arising from the effective portion of cash flow hedge is credited or charged to other comprehensive income (Note 24).

Certain subsidiaries of the Group have functional currencies in Rupiah. These Subsidiaries are exposed to foreign exchange risk as the costs of their major purchases and expenses are denominated in other currencies different from their functional currency. However, these subsidiaries have natural hedge due to certain revenues, major expenses and financing are in US Dollar.

As of December 31, 2019 and 2018, if the exchange rate of the US Dollar against foreign currencies increases/decreases by 10% with all other variables held constant, the consolidated profit before income tax expense from continuing operations will be higher/lower by US$45 million and US$43 million, respectively, primarily as a result of foreign exchange gains/losses on translations of net monetary assets and liabilities.

iii. Credit risk

Credit risk is the risk that one party to financial instruments will fail to discharge its obligation and will incur a financial loss to the other party.

The most significant exposure to the credit risk is represented by the carrying amounts of financial assets as shown in Notes 6, 7, 8 and 9 of the consolidated financial statements.

42. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

b. Tujuan dan Kebijakan Manajemen Risiko (lanjutan)

iii. Risiko kredit (lanjutan)

Kas dan setara kas

Sehubungan dengan kas di bank dan deposito berjangka yang ditempatkan pada institusi keuangan, Grup hanya bertransaksi dengan institusi keuangan dan bank yang sehat. Risiko kredit atas penempatan rekening koran dan deposito dikelola oleh manajemen sesuai dengan kebijakan Grup. Investasi atas kelebihan dana dibatasi untuk tiap-tiap bank dan kebijakan ini dievaluasi setiap tahun oleh direksi. Batas tersebut ditetapkan untuk meminimalkan risiko konsentrasi kredit sehingga mengurangi kemungkinan kerugian akibat kebangkrutan bank-bank tersebut.

Grup menyimpan kas dan setara kasnya di dua bank yang secara individu masing-masing mewakili 10% - 33% dan 16% - 24% dari jumlah kas dan setara kas pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018.

Deposito dan rekening bank yang dibatasi penggunaannya milik Grup ditempatkan pada satu bank yang masing-masing mewakili 63% dan 76% dari jumlah deposito dan rekening bank yang dibatasi penggunaannya pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018. Identifikasi konsentrasi kredit, bila ada, telah dikendalikan dan dikelola sedemikian rupa.

42. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

b. Risk Management Objectives and Policies (continued)

iii. Credit risk (continued)

Cash and cash equivalents

With respect to cash in banks and time deposits with financial institutions, the Group transacts only with financially sound financial institutions and banks with high credit ratings. Credit risk arising from placement of current accounts and deposits is managed in accordance with the Group's policy. Investments of surplus funds are limited for each bank and reviewed annually by the directors. Such limits are set to minimize any significant concentration of credit risk and therefore mitigate financial loss through potential failure of the banks.

The Group has placements of its cash and cash equivalents in two banks that individually represented 10% - 33% and 16% - 24% of the total cash and cash equivalents as of December 31, 2019 and 2018, respectively.

The Group's restricted time deposits and cash in banks are placed in one bank that represented 63% and 76% of the total restricted time deposits and cash in banks as of December 31, 2019 and 2018, respectively. Identified concentrations of credit risk, if any, are controlled and managed accordingly.

42. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

b. Tujuan dan Kebijakan Manajemen Risiko (lanjutan)

iii. Risiko kredit (lanjutan)

Piutang usaha

Risiko kredit yang dihadapi Grup berasal dari kredit yang diberikan kepada pelanggan. Grup melakukan hubungan usaha hanya dengan pihak ketiga yang diakui dan kredibel. Grup memiliki kebijakan untuk semua pelanggan yang akan melakukan perdagangan secara kredit harus melalui prosedur verifikasi kredit. Sebagai tambahan, jumlah piutang dipantau secara terus menerus untuk mengurangi risiko piutang yang tidak tertagih.

Pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018, pelanggan Grup dengan piutang usaha lebih dari 10% dari jumlah piutang usaha Grup adalah sebagai berikut:

42. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

b. Risk Management Objectives and Policies (continued)

iii. Credit risk (continued)

Trade receivables

The Group is exposed to credit risk arising from the credit granted to its customers. The Group trades only with recognized and creditworthy third parties. It is the Group's policy that all customers who wish to trade on credit terms are subject to credit verification procedures. In addition, receivable balances are monitored on an on-going basis to reduce the exposure to bad debts.

As of December 31, 2019 and 2018, the Group's customers with trade receivables over than 10% of the Group's trade receivables are as follows:

	2019	2018	
PT Pertamina (Persero)	27%	9%	*PT Pertamina (Persero)*
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	16%	14%	*PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)*
Petroliam Nasional Berhad	14%	-	*Petroliam Nasional Berhad*
Petroleum Development Oman LLC	10%	7%	*Petroleum Development Oman LLC*
Sembcorp Gas Pte Ltd	7%	28%	*Sembcorp Gas Pte Ltd*

a. Berdasarkan area geografis

a. By geographical area

	2019		
	Piutang Usaha/ *Trade Receivables*	**Piutang Lain-lain/ *Other Receivables***	
Indonesia	136.287.149	146.642.756	*Indonesia*
Luar negeri:			*Overseas:*
Asia	72.625.269	23.224.732	*Asia*
Timur Tengah dan Afrika Utara	22.514.160	17.275.875	*Middle East and North Africa*
Inggris	-	3.644.737	*United Kingdom*
Jumlah	**231.426.578**	**190.788.100**	***Total***

42. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan) / *42. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)*

b. Tujuan dan Kebijakan Manajemen Risiko (lanjutan) / ***b. Risk Management Objectives and Policies (continued)***

iii. Risiko kredit (lanjutan) / *iii. Credit risk (continued)*

Piutang usaha (lanjutan) / *Trade receivables (continued)*

a. Berdasarkan area geografis (lanjutan) / *a. By geographical area (continued)*

	2018		
	Piutang Usaha/ *Trade Receivables*	**Piutang Lain-lain/ *Other Receivables***	
Indonesia	93.068.764	114.445.681	*Indonesia*
Luar negeri:			*Overseas:*
Asia	65.557.208	13.579.943	*Asia*
Timur Tengah dan Afrika Utara	12.497.166	3.420.795	*Middle East and North Africa*
Inggris	-	450.000	*United Kingdom*
Jumlah	**171.123.138**	**131.896.419**	***Total***

b. Berdasarkan jenis debitur / *b. By debtor*

	2019		
	Piutang Usaha/ *Trade Receivables*	**Piutang Lain-lain/ *Other Receivables***	
Pihak-pihak berelasi	399.333	10.812.184	*Related parties*
Pihak ketiga:			*Third parties:*
Badan Usaha Milik Negara	111.239.710	2.023.012	*State - owned enterprises*
Perusahaan Multinasional	72.625.538	72.903.264	*Multinational companies*
Pemerintah Indonesia	3.853.170	3.448.482	*Government of Indonesia*
Individual	13.639.918	20.805.143	*Individuals*
Perusahaan lainnya	29.668.909	80.796.015	*Other companies*
Jumlah	**231.426.578**	**190.788.100**	***Total***

	2018		
	Piutang Usaha/ *Trade Receivables*	**Piutang Lain-lain/ *Other Receivables***	
Pihak-pihak berelasi	-	1.451.445	*Related parties*
Pihak ketiga:			*Third parties:*
Badan Usaha Milik Negara	61.929.639	1.742.925	*State - owned enterprises*
Perusahaan Multinasional	59.593.279	94.579.304	*Multinational companies*
Pemerintah Indonesia	3.873.569	1.464.724	*Government of Indonesia*
Individual	-	5.936.565	*Individuals*
Perusahaan lainnya	45.726.651	26.721.456	*Other companies*
Jumlah	**171.123.138**	**131.896.419**	***Total***

42. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

b. Tujuan dan Kebijakan Manajemen Risiko (lanjutan)

iv. Risiko likuiditas

Risiko likuiditas didefinisikan sebagai risiko saat posisi arus kas Grup menunjukkan bahwa pendapatan jangka pendek tidak cukup untuk menutupi pengeluaran jangka pendek. Kebutuhan likuiditas Grup secara historis timbul dari kebutuhan untuk membiayai investasi dan pengeluaran barang modal dan untuk mendanai operasional.

Dalam mengelola risiko likuiditas, Grup memantau dan menjaga tingkat kas dan setara kas yang dianggap memadai untuk membiayai operasional Grup dan untuk mengatasi dampak dari fluktuasi arus kas. Grup juga secara rutin mengevaluasi proyeksi arus kas dan arus kas aktual, termasuk jadwal jatuh tempo pinjaman jangka panjang, dan terus menelaah kondisi pasar keuangan untuk memelihara fleksibilitas pendanaan dengan cara menjaga ketersediaan komitmen fasilitas kredit. Kegiatan ini bisa meliputi pinjaman bank dan penerbitan ekuitas pasar modal.

Tabel di bawah ini menyajikan periode jatuh tempo liabilitas keuangan Grup berdasarkan pembayaran kontraktual yang tidak didiskontokan:

42. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

b. Risk Management Objectives and Policies (continued)

iv. Liquidity risk

The liquidity risk is defined as a risk where the cash flow position of the Group indicates that the short-term revenue is not sufficient to cover the short-term expenditures. The Group liquidity requirements have historically arisen from the need to finance investments and operational and capital expenditures.

In the management of liquidity risk, the Group monitors and maintains a level of cash and cash equivalents deemed adequate to finance the Group's operations and to mitigate the effects of fluctuations in cash flows. The Group also regularly evaluates the projected and actual cash flows, including long-term loan maturity profiles, and continuously assesses the conditions in the financial market to maintain flexibility in funding by keeping committed credit facilities available. These activities may include bank loans and issuance of equity in the capital market.

The table below presents the maturity period of the Group's financial liabilities based on undiscounted contractual payments:

42. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan) / *42. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)*

b. Tujuan dan Kebijakan Manajemen Risiko (lanjutan) / *b. Risk Management Objectives and Policies (continued)*

iv. Risiko likuiditas (lanjutan) / *iv. Liquidity risk (continued)*

Keterangan	2019 Dalam jangka waktu 1 tahun/ *Within 1 year*	1-2 tahun/ *1-2 years*	2-5 tahun/ *2-5 years*	Lebih dari 5 tahun/ *More than 5 years*	Jumlah/ *Total*	*Description*
Utang usaha						*Trade payables*
- Pihak berelasi	23.538.969	-	-	-	23.538.969	*Related party -*
- Pihak ketiga	127.568.357	-	-	-	127.568.357	*Third parties -*
Utang lain-lain						*Other payables*
- Pihak berelasi	17.271.065	-	-	-	17.271.065	*Related party -*
- Pihak ketiga	52.549.241	-	-	25.809.949	78.359.190	*Third parties -*
Biaya akrual	172.588.375	-	-	-	172.588.375	*Accrued expenses*
Pinjaman bank						*Bank loans*
- Pokok pinjaman	97.144.918	281.164.626	346.919.417	409.995.548	1.135.224.509	*Principal -*
- Beban bunga masa depan	55.970.576	48.716.811	93.997.452	129.998.666	328.683.505	*Future imputed - interest charges*
Pinjaman dari instansi keuangan non-bank						*Loans from non-bank financial institutions*
- Pokok pinjaman	26.362	6.091	-	-	32.453	*Principal -*
- Beban bunga masa depan	2.239	203	-	-	2.442	*Future imputed - interest charges*
Wesel jangka menengah						*Medium-term notes*
- Pokok pinjaman	-	67.150.000	-	-	67.150.000	*Principal -*
- Beban bunga masa depan	3.925.477	2.981.647	-	-	6.907.124	*Future imputed - interest charges*
Obligasi Dolar AS						*US Dollar bonds*
- Pokok pinjaman	-	-	400.000.000	1.150.000.000	1.550.000.000	*Principal -*
- Beban bunga masa depan	117.615.625	117.294.271	270.320.833	69.259.201	574.489.930	*Future imputed - interest charges*
Obligasi Rupiah						*Rupiah bonds*
- Pokok pinjaman	46.723.227	281.537.198	180.397.029	22.394.064	531.051.518	*Principal -*
- Beban bunga masa depan	52.514.763	38.458.441	21.479.568	1.294.266	113.747.038	*Future imputed - interest charges*
Liabilitas derivatif	6.490.917	9.679.188	19.212.327	6.895.314	42.277.746	*Derivative liabilities*

Keterangan	2018 Dalam jangka waktu 1 tahun/ *Within 1 year*	1-2 tahun/ *1-2 years*	2-5 tahun/ *2-5 years*	Lebih dari 5 tahun/ *More than 5 years*	Jumlah/ *Total*	*Description*
Utang usaha						*Trade payables*
- Pihak berelasi	20.779.088	-	-	-	20.779.088	*Related party -*
- Pihak ketiga	98.291.695	-	-	-	98.291.695	*Third parties -*
Utang lain-lain						*Other payables*
- Pihak berelasi	12.394.583	-	-	-	12.394.583	*Related party -*
- Pihak ketiga	102.043.710	-	-	17.716.644	119.760.354	*Third parties -*
Biaya akrual	149.053.133	-	-	-	149.053.133	*Accrued expenses*
Pinjaman bank						*Bank loans*
- Pokok pinjaman	279.233.950	73.350.000	326.161.867	650.658.585	1.329.404.402	*Principal -*
- Beban bunga masa depan	67.306.682	57.353.811	116.857.301	155.965.034	397.482.828	*Future imputed - interest charges*
Pinjaman dari instansi keuangan non-bank						*Loans from non-bank financial institutions*
- Pokok pinjaman	54.570	10.907.474	-	-	10.962.044	*Principal -*
- Beban bunga masa depan	1.098.990	300.534	-	-	1.399.524	*Future imputed - interest charges*
Wesel jangka menengah						*Medium-term notes*
- Pokok pinjaman	55.000.000	-	67.150.000	-	122.150.000	*Principal -*
- Beban bunga masa depan	6.449.030	6.907.124	2.981.647	-	16.337.801	*Future imputed - interest charges*
Obligasi Dolar AS						*US Dollar bonds*
- Pokok pinjaman	-	-	400.000.000	500.000.000	900.000.000	*Principal -*
- Beban bunga masa depan	68.690.972	68.879.167	158.756.250	37.125.000	333.451.389	*Future imputed - interest charges*
Obligasi Rupiah						*Rupiah bonds*
- Pokok pinjaman	77.480.837	44.851.875	384.963.055	21.269.249	528.565.016	*Principal -*
- Beban bunga masa depan	53.754.620	46.637.322	41.877.684	2.898.501	145.168.127	*Future imputed - interest charges*
Liabilitas derivatif	11.225.780	26.261.744	9.547.491	211.901	47.246.916	*Derivative liabilities*

42. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

b. Tujuan dan Kebijakan Manajemen Risiko (lanjutan)

v. Risiko volatilitas harga

Harga jual minyak Grup berdasarkan pada harga *Indonesian Crude Price (ICP)* yang ditetapkan oleh Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral setiap bulannya. Sebagai akibatnya, harga yang diterima oleh Grup untuk produksi minyak, akan tergantung dari banyak faktor di luar kendali Grup.

Sebagian besar gas dijual di Indonesia dihitung berdasarkan sistem kontrak dengan harga tetap dan dengan menggunakan mekanisme tingkat eskalasi tertentu yang diterapkan setiap tahunnya. Dalam hal ini terdapat risiko potensi hilangnya peluang pada saat kenaikan harga pasar minyak dan gas bumi jauh melebihi tingkat eskalasi dalam kontrak.

Minyak bumi yang diproduksi di Thailand dan Vietnam, dijual berdasarkan harga pasar Brent. Sehingga, risiko yang dihadapi Grup serupa dengan dampak fluktuasi harga minyak dan gas bumi.

Grup memiliki eksposur terhadap risiko fluktuasi harga komoditas di pasar terhadap produk minyak dan gas yang dihasilkan. Kebijakan Grup untuk mengelola resiko ini melalui penggunaan harga berbasis kontrak dengan pelanggan dan kontrak komoditas derivatif ditetapkan sebagai lindung nilai.

42. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

b. Risk Management Objectives and Policies (continued)

v. Price volatility risk

The selling price of the Group's oil is based on the price of Indonesian Crude Price (ICP) that is determined by the Ministry of Energy and Mineral Resources on a monthly basis. As a result, the price of oil that is produced by the Group will depend largely on factors beyond the control of the Group.

The natural gas produced in Indonesia is largely sold on contract basis with fixed price that allows certain level of escalation annually. There exists a potential risk of opportunity loss when the market price of oil and gas increases well above the escalation cap in the contract.

The Group's oil produced in Thailand and Vietnam are sold on the spot market on the basis of the Brent market price. Therefore, the risk faced by the Group is similar to the effects of oil and gas price fluctuation.

The Group is exposed to the risk of fluctuations in prevailing market commodity prices on the mix of oil and gas products that it produces. The Group's policy is to manage these risks through the use of contract-based prices with customers and derivative commodity contracts that are accounted for as designated hedges.

42. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

c. Manajemen Modal

Tujuan Grup ketika mengelola modal adalah:

- Mempertahankan basis modal yang kuat sehingga dapat mempertahankan kepercayaan investor, kreditur dan pasar; dan
- Mempertahankan kelangsungan pembangunan usaha di masa depan.

Grup secara berkala meninjau dan mengelola struktur modal mereka untuk memastikan struktur yang optimal serta tingkat pengembalian pemegang saham, dengan mempertimbangkan kebutuhan modal masa depan dari Grup dan efisiensi modal, profitabilitas yang berlaku dan diproyeksikan, proyeksi arus kas operasi, proyeksi pengeluaran modal dan proyeksi peluang investasi strategis.

Untuk tujuan pengelolaan modal, manajemen menganggap seluruh ekuitas yang diatribusikan kepada pemilik entitas induk sebagai modal. Jumlah modal pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018 masing-masing sebesar AS$1.196,5 juta dan AS$1.219,2 juta yang dianggap optimal oleh manajemen setelah memperhatikan pengeluaran modal yang diproyeksikan dan proyeksi peluang investasi strategis. Dan juga, selama beberapa tahun, laba sebelum pajak penghasilan, bunga, penyusutan dan amortisasi (EBITDA) telah menjadi kendali penting Grup serta juga bagi bank pemberi pinjaman. Pertumbuhan yang berkelanjutan dan optimal dari Grup tergantung pada kemampuan mereka mandiri dalam pendanaan (EBITDA).

Tidak terdapat perubahan pendekatan Grup untuk pengelolaan modal sepanjang periode pelaporan.

42. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

c. Capital Management

The Group's objectives when managing capital are:

- *To maintain a strong capital base so as to maintain investor, creditor and market confidence; and*
- *To sustain future development of the business.*

The Group regularly reviews and manages their capital structure to ensure optimal structure and shareholder returns, taking into consideration the future capital requirements of the Group and capital efficiency, prevailing and projected profitability, projected operating cash flows, projected capital expenditures and projected strategic investment opportunities.

For capital management purposes, management regards total equity attributable to the owners of parent company as capital. The amount of capital as of December 31, 2019 and 2018 is US$1,196.5 million and US$1,219.2 million, respectively, which the management considers as optimal having considered the projected capital expenditures and the projected strategic investment opportunities. Also, over the past years, earnings before income tax, interest, depreciation and amortization (EBITDA) has become an important control figure for the Group as well as for the lending banks. The continuing optimal development of the Group depends on its strong self-financing ability (EBITDA).

There are no changes in the Group's approach to capital management during the reporting period.

43. KESEPAKATAN BAGI HASIL MINYAK DAN GAS

a. Kesepakatan Bagi Hasil - Indonesia

Mayoritas entitas anak yang bergerak di bidang minyak dan gas bumi berlokasi di Indonesia dan beroperasi berdasarkan berbagai kesepakatan bagi hasil dengan SKK Migas. Uraian umum kesepakatan dan ketentuan dalam peraturan baru minyak dan gas bumi yang berlaku tersebut adalah sebagai berikut:

i. Kontrak Bagi Hasil (PSC) - Indonesia

PSC diberikan untuk mencari dan mengembangkan cadangan hidrokarbon komersial di area tertentu sebelum berproduksi secara komersial. Kontraktor pada umumnya diwajibkan untuk menyerahkan kembali persentase tertentu dari area kontrak pada tanggal tertentu, kecuali jika area tersebut terkait dengan permukaan lapangan dimana telah ditemukan minyak dan gas bumi.

Tanggung jawab dari kontraktor dalam PSC umumnya termasuk menyediakan dana atas semua aktivitas serta menyiapkan dan melaksanakan program kerja dan anggaran. Sebagai imbalannya, kontraktor diizinkan untuk melakukan *lifting* atas minyak mentah dan produksi gas yang menjadi haknya.

Bagi hasil dalam bentuk *First Tranche Petroleum* (FTP) sebesar 20% dari total produksi sebelum dikurangi *cost recovery* tersedia untuk Pemerintah dan kontraktor sesuai dengan persentase hak bagi hasil masing-masing.

Jumlah produksi setelah FTP adalah jumlah yang tersedia untuk *cost recovery* bagi kontraktor yang dihitung berdasarkan referensi atas harga minyak mentah yang berlaku di Indonesia dan harga gas aktual. Setelah kontraktor memulihkan semua biaya yang dikeluarkan, Pemerintah berhak memperoleh pembagian tertentu dari hasil produksi minyak mentah dan gas bumi yang tersisa, selanjutnya kontraktor berhak atas sisanya sebagai bagian ekuitas (laba).

43. OIL AND GAS PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS

a. Production Sharing Arrangements - Indonesia

The majority of the Group's oil and gas subsidiaries are located in Indonesia and operated under various production sharing arrangements with SKK Migas. A general description of those arrangements and requirements on the new oil and gas regulation is as follows:

i. Production Sharing Contracts (PSC) - Indonesia

A PSC is awarded to explore for and to establish commercial hydrocarbon reserves in a specified area prior to commercial production. The contractor is generally required to relinquish specified percentages of the contract area on specified dates unless such designated areas correspond to the surface area of any field in which oil and gas has been discovered.

The responsibilities of a contractor under a PSC generally include financing all activities also preparing and executing the work program and budget. In return, the contractor has granted to lifting on its share of crude oil and gas production.

A sharing in the form of First Tranche Petroleum (FTP) of 20% out of total production before deduction of cost recovery is available to the Government and the contractor in line with their entitlement shares.

The balance of production after FTP is available for cost recovery for the contractor which is calculated by reference to the prevailing Indonesian crude price and actual gas prices. After the contractor has recovered all allowable costs, the Government is entitled to a specified share of the remaining natural gas and crude oil production and the contractor is entitled to the balance as its equity (profit) share.

43. KESEPAKATAN BAGI HASIL MINYAK DAN GAS (lanjutan)

a. Kesepakatan Bagi Hasil - Indonesia (lanjutan)

i. Kontrak Bagi Hasil (PSC) - Indonesia (lanjutan)

Kontraktor diwajibkan untuk membayar pajak badan atas bagian labanya berdasarkan tarif pajak yang berlaku di Indonesia pada saat PSC tersebut ditandatangani.

PSC di Indonesia wajib memenuhi *Domestic Market Obligation* (DMO) dimana kontraktor harus menyediakan kepada pasar domestik sebanyak yang lebih rendah antara 25% dari (i) bagian kontraktor sebelum pajak atas total produksi minyak bumi dan (ii) bagian laba kontraktor atas minyak.

ii. Badan Operasi Bersama (JOB) - Indonesia

Dalam JOB, kegiatan operasional dilakukan oleh badan operasi bersama yang dikepalai oleh PT Pertamina (Persero) (Pertamina) dan dibantu oleh kontraktor sebagai pihak kedua dalam JOB. Dalam JOB, 37,5%-50% dari produksi merupakan milik Pertamina, dan sisanya adalah bagian yang dapat dibagikan dan dibagikan kepada pihak-pihak dengan cara yang sama seperti PSC.

Grup pada saat ini memiliki 18 PSC dan 2 JOB di Indonesia.

Sisa komitmen biaya untuk kegiatan pengembangan dan eksplorasi terkait dengan kontrak-kontrak di atas pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018 masing-masing sebesar AS$25,5 juta dan AS$14,9 juta.

43. OIL AND GAS PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS (continued)

a. Production Sharing Arrangements - Indonesia (continued)

i. Production Sharing Contracts (PSC) - Indonesia (continued)

The contractor is obligated to pay Indonesian corporate taxes on its specified profit share, generally, at the Indonesian corporate tax rate in effect at the time the PSC is executed.

PSCs in Indonesia are subject to a Domestic Market Obligation (DMO) under which the contractor is required to supply the domestic market with the lesser of 25% of (i) the contractor's pre-tax share of total crude oil production and (ii) the contractor's profit share for oil.

ii. Joint Operating Body (JOB) - Indonesia

In a JOB, operations are conducted by a joint operating body headed by PT Pertamina (Persero) (Pertamina) and assisted by the contractor through their respective secondees to the JOB. In a JOB, 37.5%-50% of the production is retained by Pertamina, and the balance is the shareable portion which is split between the parties in the same way as for a PSC.

The Group currently has 18 PSCs and 2 JOBs in Indonesia.

The remaining commitment for exploration and development expenditures relating to the above contracts as of December 31, 2019 and 2018 is amounting to US$25.5 million and US$14.9 million, respectively.

43. KESEPAKATAN BAGI HASIL MINYAK DAN GAS (lanjutan)

b. Kesepakatan Bagi Hasil - Internasional

(i) Grup memiliki kesepakatan bagi hasil di Libya, Yaman, Malaysia dan Tanzania serta kontrak jasa di Oman dengan kerangka fiskal sebagai berikut:

43. OIL AND GAS PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS (continued)

b. Production Sharing Arrangements - International

(i) The Group has production sharing arrangements in Libya, Yemen, Malaysia and Tanzania and also a service contract in Oman with the following fiscal arrangements:

Entitas Anak/ *Subsidiaries*	**Kepemilikan Blok/ *Block Ownership***	**Negara Operasi/ *Country of Operations***	**Jangka Waktu Kontrak/ *Contract Term***	**Perjanjian Bagi Hasil Konsesi/ *Concession Production Sharing Agreement***	
				Pemerintah Setempat/ *Local Government*	**Entitas Anak/ *Subsidiaries***
Medco Oman LLC	Karim Small Fields/ *Karim Small Fields*	Oman	25 tahun/ *25 years*	88% atas laba dari jumlah produksi/ *88% of profit from total production*	12% atas laba dari jumlah produksi/ *12% of profit from total production*
Medco International Ventures Ltd	Wilayah 47/*Area 47*	Libya	30 tahun/ *30 years*	86,3% atas laba dari jumlah produksi/ *86.3% of profit from total production*	13,7% atas laba dari jumlah produksi/ *13.7% of profit from total production*
Medco Arabia Ltd	Blok 56/ *Block 56*	Oman	3 tahun periode eksplorasi/ *3 years exploration period*	75% atas laba dari jumlah produksi untuk minyak dan 70% untuk gas/ *75% of profit from total production for oil and 70% for gas*	25% atas laba dari jumlah produksi untuk minyak dan 30% untuk gas/ *25% of profit from total production for oil and 30% for gas*
Medco Yemen Malik Ltd	Blok 9/ *Block 9*	Yaman/*Yemen*	25 tahun/ *25 years*	Kisaran 70%-80% atas laba (untuk produksi 25.000 sampai dengan 100.000 bopd)/ *70%-80% range of profit oil (for production of 25,000 up to 100,000 bopd)*	Kisaran 20%-30% atas laba (untuk produksi 25.000 bopd sampai dengan 100.000 bopd)/ *20%-30% range of profit oil (for production of 25,000 bopd up to 100,000 bopd)*

43. KESEPAKATAN BAGI HASIL MINYAK DAN GAS (lanjutan)

b. Kesepakatan Bagi Hasil - Internasional (lanjutan)

(i) Grup memiliki kesepakatan bagi hasil di Libya, Yaman, Malaysia dan Tanzania serta kontrak jasa di Oman dengan kerangka fiskal sebagai berikut: (lanjutan)

43. OIL AND GAS PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS (continued)

b. Production Sharing Arrangements - International (continued)

(i) The Group has production sharing arrangements in Libya, Yemen, Malaysia and Tanzania and also a service contract in Oman with the following fiscal arrangements: (continued)

Entitas Anak/ *Subsidiaries*	**Kepemilikan Blok/ *Block Ownership***	**Negara Operasi/ *Country of Operations***	**Jangka Waktu Kontrak/ *Contract Term***	**Perjanjian Bagi Hasil Konsesi/ *Concession Production Sharing Agreement***	
				Pemerintah Setempat/ *Local Government*	**Entitas Anak/ *Subsidiaries***
Salamander Energy (Malaysia) Limited	Blok PM-322/ *Block PM-322*	Malaysia	27 tahun/ *27 years*	**Minyak/*Oil*** 30% - 70% *threshold* volume pra-kumulatif (30mmbls per lapangan minyak) dan 60% - 90% *threshold* volume setelah kumulatif (30 mmbls per lapangan minyak)/ *30% - 70% pre-cumulative threshold volume (30 mmbls per oil field) and 60% - 90% after-cumulative threshold volume (30 mmbls per oil field)* **Gas** 20% - 70% *threshold* volume pra-kumulatif (750 bcf per lapangan gas) dan 60% - 90% *threshold* volume setelah kumulatif (750 bcf per lapangan gas)/ *20% - 70% pre-cumulative threshold volume (750 bcf per gas field) and 60% - 90% after-cumulative threshold volume (750 bcf per gas field)*	**Minyak/*Oil*** 30% - 70% *threshold* volume pra-kumulatif (30 mmbls per lapangan minyak) dan 10% - 40% *threshold* volume setelah kumulatif (30 mmbls per lapangan minyak)/ *30% - 70% pre-cumulative threshold volume (30 mmbls per oil field) and 10% - 40% after-cumulative threshold volume (30 mmbls per oil field)* **Gas:** 30% - 80% *threshold* volume pra-kumulatif (750 bcf per lapangan gas) dan 10% - 40% *threshold* volume setelah kumulatif (750 bcf per lapangan gas)/ *30% - 80% pre-cumulative threshold volume (750 bcf per gas field) and 10% - 40% after-cumulative threshold volume (750 bcf per gas field)*

43. KESEPAKATAN BAGI HASIL MINYAK DAN GAS (lanjutan)

b. Kesepakatan Bagi Hasil - Internasional (lanjutan)

(i) Grup memiliki kesepakatan bagi hasil di Libya, Yaman, Malaysia dan Tanzania serta kontrak jasa di Oman dengan kerangka fiskal sebagai berikut: (lanjutan)

43. OIL AND GAS PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS (continued)

b. Production Sharing Arrangements - International (continued)

(i) The Group has production sharing arrangements in Libya, Yemen, Malaysia and Tanzania and also a service contract in Oman with the following fiscal arrangements: (continued)

Entitas Anak/ ***Subsidiaries***	**Kepemilikan Blok/** ***Block Ownership***	**Negara Operasi/** ***Country of Operations***	**Jangka Waktu Kontrak/** ***Contract Term***	**Perjanjian Bagi Hasil Konsesi/** ***Concession Production Sharing Agreement***	
				Pemerintah Setempat/ ***Local Government***	**Entitas Anak/** ***Subsidiaries***
Ophir Tanzania (Block 1) Limited	Blok 1/ *Block 1*	Tanzania	11 tahun/ *11 years*	**Minyak/*Oil*** 40% - 60% laba dari minyak tergantung pada kenaikan tingkat total produksi harian/ *40% - 60% of profit oil depending on increments of daily total production rate* **Gas:** Akan ditentukan setelah ada penemuan komersial gas alam yang tidak terkait/ *To be determined once there is a commercial discovery of non-associated natural gas*	**Minyak/*Oil*** 40% - 60% laba dari minyak tergantung pada kenaikan tingkat total produksi harian/ *40% - 60% of profit oil depending on increments of daily total production rate* **Gas:** Akan ditentukan setelah ada penemuan komersial gas alam yang tidak terkait/ *To be determined once there is a commercial discovery of non-associated natural gas*

43. KESEPAKATAN BAGI HASIL MINYAK DAN GAS (lanjutan)

b. Kesepakatan Bagi Hasil - Internasional (lanjutan)

(i) Grup memiliki kesepakatan bagi hasil di Libya, Yaman, Malaysia dan Tanzania serta kontrak jasa di Oman dengan kerangka fiskal sebagai berikut: (lanjutan)

43. OIL AND GAS PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS (continued)

b. Production Sharing Arrangements - International (continued)

(i) The Group has production sharing arrangements in Libya, Yemen, Malaysia and Tanzania and also a service contract in Oman with the following fiscal arrangements: (continued)

Entitas Anak/ ***Subsidiaries***	**Kepemilikan Blok/** ***Block Ownership***	**Negara Operasi/** ***Country of Operations***	**Jangka Waktu Kontrak/** ***Contract Term***	**Perjanjian Bagi Hasil Konsesi/** ***Concession Production Sharing Agreement***	
				Pemerintah Setempat/ ***Local Government***	**Entitas Anak/** ***Subsidiaries***
Ophir Tanzania (Block 1) Limited	Blok 4/ *Block 4*	Tanzania	11 tahun/ *11 years*	**Minyak/*Oil*** 42,5% - 62,5% laba dari minyak tergantung pada kenaikan tingkat total produksi harian/ *42.5% - 62.5% of profit oil depending on increments of daily total production rate* **Gas:** Akan ditentukan setelah ada penemuan komersial gas alam yang tidak terkait/ *To be determined once there is a commercial discovery of non-associated natural gas*	**Minyak/*Oil*** 37,5% - 57,5% laba dari minyak tergantung pada kenaikan tingkat total produksi harian/ *37.5% - 57.5% of profit oil depending on increments of daily total production rate* **Gas:** Akan ditentukan setelah ada penemuan komersial gas alam yang tidak terkait/ *To be determined once there is a commercial discovery of non-associated natural gas*

43. KESEPAKATAN BAGI HASIL MINYAK DAN GAS (lanjutan)

b. Kesepakatan Bagi Hasil - Internasional (lanjutan)

(ii) Grup memiliki kesepakatan royalti dengan pengaturan fiskal sebagai berikut:

43. OIL AND GAS PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS (continued)

b. Production Sharing Arrangements - International (continued)

(ii) The Group has royalty arrangements with the following fiscal arrangements:

Entitas Anak/ ***Subsidiaries***	**Kepemilikan Blok/** ***Block Ownership***	**Negara Operasi/** ***Country of Operations***	**Jangka Waktu Kontrak/** ***Contract Term***	**Kesepakatan Royalti/** ***Royalty Arrangements***
Ophir Mexico Offshore Exploration, S.A DE C.V.	Blok 5/ *Block 5*	Mexico	35 tahun/ *35 years*	- Biaya kontrak selama tahap eksplorasi/ *Contract fee during exploration phase* - Royalti ditentukan untuk setiap jenis hidrokarbon yang persentasenya dihitung berdasarkan formula tertentu/ *Royalty determined for each type of hydrocarbon which percentage is calculated based on a specific formula* - 26,91% jumlah produksi/ *26.91% total production*
Ophir Mexico Operations, S.A. DE C.V.	Blok 10/ *Block 10*	Mexico	35 tahun/ *35 years*	- Biaya kontrak selama tahap eksplorasi/ *Contract fee during exploration phase* - Royalti ditentukan untuk setiap jenis hidrokarbon yang persentasenya dihitung berdasarkan formula tertentu/ *Royalty determined for each type of hydrocarbon which percentage is calculated based on a specific formula* - 20,00% jumlah produksi/ *20.00% total production*
Ophir Mexico Operations, S.A. DE C.V.	Blok 12/ *Block 12*	Mexico	35 tahun/ *35 years*	- Biaya kontrak selama tahap eksplorasi/ *Contract fee during exploration phase* - Royalti ditentukan untuk setiap jenis hidrokarbon yang persentasenya dihitung berdasarkan formula tertentu/ *Royalty determined for each type of hydrocarbon which percentage is calculated based on a specific formula* - 20,00% jumlah produksi/ *20.00% total production*

43. KESEPAKATAN BAGI HASIL MINYAK DAN GAS (lanjutan)

b. Kesepakatan Bagi Hasil - Internasional (lanjutan)

(ii) Grup memiliki kesepakatan royalti dengan pengaturan fiskal sebagai berikut: (lanjutan)

43. OIL AND GAS PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS (continued)

b. Production Sharing Arrangements - International (continued)

(ii) The Group has royalty arrangements with the following fiscal arrangements: (continued)

Entitas Anak/ ***Subsidiaries***	**Kepemilikan Blok/** ***Block Ownership***	**Negara Operasi/** ***Country of Operations***	**Jangka Waktu Kontrak/** ***Contract Term***	**Kesepakatan Royalti/** ***Royalty Arrangements***
Ophir Myanmar (Block AD-3) Limited	Blok A5/ *Block A5*	Myanmar	27 tahun/ *27 years*	- 55% - 90% laba untuk minyak atau gas tergantung pada tingkat produksi harian dan kedalaman air/ *55% - 90% of profit both for oil or for gas depending on production daily rate and water depth* - 12,5% royalti dari jumlah produksi bersih/ *12.5% royalty from total net production*
Ophir Myanmar (Block AD-3) Limited	Blok AD-3/ *Block AD-3*	Myanmar	28 tahun/ *28 years*	- 55% - 85% laba untuk minyak tergantung pada tingkat produksi harian dan kedalaman air/ *55% - 85% of profit for oil depending on production daily rate and water depth* - 55% - 90% laba untuk gas tergantung pada tingkat produksi harian dan kedalaman air/ *55% - 90% of profit for gas depending on production daily rate and water depth* - 12,5% royalti dari jumlah produksi bersih/ *12.5% royalty from total net production*
- Medco Energi (Thailand) Bualuang Limited - Medco Energi (Thailand) E&P Limited	Blok B8/38/ *Block B8/38*	Thailand	20 tahun/ *20 years*	- 5% - 15% royalti berdasarkan penjualan kotor dan volume pembuangan bulanan/ *5% - 15% royalty based on monthly gross sale and disposal volume* - Manfaat Remunerasi Khusus (pajak tak terduga)/ *Special Remuneration Benefit (windfall tax)*

43. KESEPAKATAN BAGI HASIL MINYAK DAN GAS (lanjutan)

b. Kesepakatan Bagi Hasil - Internasional (lanjutan)

(ii) Grup memiliki kesepakatan royalti dengan pengaturan fiskal sebagai berikut: (lanjutan)

43. OIL AND GAS PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS (continued)

b. Production Sharing Arrangements - International (continued)

(ii) The Group has royalty arrangements with the following fiscal arrangements: (continued)

Entitas Anak/ ***Subsidiaries***	**Kepemilikan Blok/** ***Block Ownership***	**Negara Operasi/** ***Country of Operations***	**Jangka Waktu Kontrak/** ***Contract Term***	**Kesepakatan Royalti/** ***Royalty Arrangements***
Santos Petroleum B.V.	Blok 12W/ *Block 12W*	Vietnam	25 tahun untuk minyak dan 30 tahun untuk gas/ *25 years for oil and 30 years for gas*	**Minyak/*Oil*** - 4% - 20% royalti dari produksi minyak bersih tergantung pada tingkat produksi harian bersih/ *4% - 20% royalty of net oil production depending on net daily production rate* - 4% bea ekspor/ *4% export duty* - 10% - 60% laba minyak tergantung pada rata-rata produksi minyak bersih kuarter berdasarkan tahapan tambahan dalam barel per hari/ *10% - 60% of profit oil depending on quarterly average net oil production by incremental tranches in barrels per day* **Gas:** - 0% - 6% royalti dari produksi gas bersih tergantung pada tingkat produksi harian bersih/ *0% - 6% royalty of net gas production depending on net daily production rate* - 0% bea ekspor/ *0% export duty* - 10% - 60% laba gas tergantung pada rata-rata produksi gas bersih kuarter berdasarkan tahapan tambahan dalam barel per hari dengan tingkat konversi 6.000 SCF sebagai setara 1 barel/ *10% - 60% of profit gas depending on quarterly average net gas production by incremental tranches in barrels per day with conversion rate of 6,000 SCF as 1 barrel equivalent*

43. KESEPAKATAN BAGI HASIL MINYAK DAN GAS (lanjutan)

b. Kesepakatan Bagi Hasil - Internasional (lanjutan)

Komitmen pengeluaran yang masih tersisa untuk kegiatan eksplorasi sehubungan dengan kontrak-kontrak tersebut di atas pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018 masing-masing sebesar AS$54,2 juta dan AS$20 juta.

43. OIL AND GAS PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS (continued)

b. Production Sharing Arrangements - International (continued)

The total remaining commitment for exploration expenditures relating to the above contracts as of December 31, 2019 and 2018 is amounting to US$54.2 million and US$20 million, respectively.

44. AKUISISI DAN PENGALIHAN YANG SIGNIFIKAN

Selama periode pelaporan, Grup melakukan beberapa akuisisi entitas anak dan ventura bersama, termasuk akuisisi dan pelepasan kepemilikan dan/atau hak partisipasi (seluruh atau sebagian), dimana akuisisi dan pelepasan yang signifikan disajikan di paragraf berikut.

Grup telah membuat analisa penilaian provisional atas nilai wajar sementara aset teridentifikasi yang diperoleh dan liabilitas yang diambil alih. Menggunakan sejumlah pertimbangan untuk akuisisinya, Grup telah mengestimasi alokasi atas aset dan liabilitas tersebut.

Nilai wajar yang disajikan adalah jumlah sementara mengingat kompleksitas dari akuisisi dan sifat ketidakpastian yang inheren dari sektor minyak dan gas bumi, terutama dalam menentukan penilaian aset minyak dan gas bumi dan pertambangan. Revisi atas nilai wajar aset dan liabilitas yang diakuisisi akan diselesaikan paling lambat dalam 12 bulan sejak tanggal akuisisi.

Alokasi harga pembelian provisional digunakan pada laporan posisi keuangan konsolidasian dan laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lainnya. Alokasi harga pembelian final akan ditentukan pada saat Grup telah menyelesaikan penilaian yang rinci dan perhitungan lain yang dianggap perlu. Alokasi final mungkin berbeda secara material dari alokasi provisional. Alokasi final mungkin termasuk; (1) perubahan nilai wajar dari aset minyak dan gas bumi; (2) perubahan dalam alokasi aset tak berwujud seperti teknologi dan hubungan pelanggan serta *goodwill*; dan (3) perubahan lain dari aset dan liabilitas.

44. SIGNIFICANT ACQUISITIONS AND DISPOSALS

During the reporting period, the Group made several acquisitions of subsidiaries and joint venture, including acquisitions and disposals of ownership interests and/or working interests (a whole or in part), whereby the significant acquisitions and disposals are disclosed in the succeeding paragraphs herein.

The Group has performed a provisional valuation analysis of the provisional fair value of identifiable assets and liabilities assumed. Using a number of judgment on the acquisitions, the Group has estimated the allocation of the assets and liabilities.

The fair values disclosed are provisional due to complexity of the acquisitions and the inherent uncertain nature of the oil and gas sector, particularly in valuing oil and gas properties and mining properties. The revision of the fair values of the assets and liabilities acquired will be completed within 12 months from the acquisition.

This provisional purchase price allocation has been used in the consolidated statements of financial position and profit or loss and other comprehensive income. The final purchase price allocation will be determined when the Group has completed the detailed valuations and necessary calculations. The final allocation could differ materially from the provisional allocation. The final allocation may include; (1) changes in fair values of oil and gas properties; (2) changes in allocations to intangible assets such as technology and customer relationships as well as goodwill; and (3) other changes to assets and liabilities.

44. AKUISISI DAN PENGALIHAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

i. Pada tanggal 23 Juli 2019, PT Medco Energi Natuna Timur ("MENT") menandatangani Perjanjian Farmout untuk *farm-in* pada hak partisipasi atas PSC Sokang Utara sebesar 100%, atas persetujuan Pemerintah Indonesia. Pada tanggal 2 Agustus 2019, Perusahaan telah membayar uang muka sejumlah AS$250.000.

Pada tanggal 5 November 2019, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral telah menyetujui transaksi ini. Pada tanggal 19 November 2019, SKK Migas telah menyetujui transaksi ini. Pada tanggal 29 November 2019, Perusahaan telah menyelesaikan transaksi *farm-in* atas hak partisipasi 100% di PSC Sokang Utara dan telah membayar sisa harga pembelian sejumlah AS$4.750.000.

ii. Pada tanggal 27 dan 30 September 2019, Perusahaan dan Medco Energi Nusantara ("MEN") menandatangani Perjanjian Jual Beli ("PJB") dengan PT Citra Inti Niaga ("Pembeli") untuk menjual 82% saham PT Sumber Mineral Citra Nusantara (sebelumnya PT Medco Energi Natuna) dengan harga jual Rp820 juta, yang sudah dibayarkan secara penuh oleh Pembeli.

iii. Pada tanggal 17 Juli 2019, Ophir Energy Indonesia (West Papua IV) 1 Limited dan Ophir Indonesia (West Papua IV) 2 LLC menandatangani Perjanjian Farmout untuk *farm-out* 100% hak partisipasi atas PSC West Papua IV kepada Repsol Exploracion West Papua IV, S.L. ("Repsol"). Pada tanggal 31 Januari 2020, Repsol telah menyelesaikan transaksi *farm-in* atas hak partisipasi 100% di PSC West Papua IV.

iv. Pada tanggal 17 Juli 2019, Ophir Energy Indonesia (Aru) Limited menandatangani Perjanjian Farmout untuk *farm-out* 100% hak partisipasi atas PSC Aru kepada Repsol Exploracion Aru, S.L. ("Repsol"). Pada tanggal 7 April 2020, Menteri ESDM telah memberikan persetujuan transaksi *farm-out* atas hak partisipasi 100% di PSC Aru.

44. SIGNIFICANT ACQUISITIONS AND DISPOSALS (continued)

i. On July 23, 2019, PT Medco Energi Natuna Timur ("MENT") signed a Farmout Agreement to farm-in into 100% participating interest in the North Sokang Production Sharing Contract, subject to approval by the Government of Indonesia. On August 2, 2019. the Company has paid the advance fee of US$250,000.

On November 5, 2019, the Ministry of Energy and Mineral Resources approved this transaction. On November 19, 2019, SKK Migas has approved this transaction. On November 29, 2019, the Company has completed the farm-in transaction of 100% participating interest in North Sokang PSC and paid the remaining sale price of US$4,750,000.

ii. On September 27 and 30, 2019, the Company and Medco Energi Nusantara ("MEN") signed a Share Sale and Purchase Agreement ("SPA") with PT Citra Inti Niaga ("Purchasers"), in relation to sale 82% of the shares in PT Sumber Mineral Citra Nusantara (formerly PT Medco Energi Natuna) with sales price amounting to Rp820 million, which have been fully paid by Puchasers.

iii. On July 17, 2019, Ophir Energy Indonesia (West Papua IV) 1 Limited and Ophir Indonesia (West Papua IV) 2 LLC signed a Farmout Agreement to farm-out 100% participating interest in the West Papua PSC IV to Repsol Exploracion West Papua IV, S.L. ("Repsol"). On January 31, 2020, Repsol has completed the farm-in transaction of 100% participating interest in West Papua IV PSC.

iv. On July 17, 2019, Ophir Energy Indonesia (Aru) Limited signed a Farmout Agreement to farm-out 100% participating interest in the Aru PSC to Repsol Exploracion Aru, S.L. ("Repsol"). On April 7, 2020, Minister of Energy and Mineral Resources has issued an approval of the farm-out transaction of 100% participating interest in Aru PSC.

44. AKUISISI DAN PENGALIHAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

v. Pada tanggal 3 Juli 2019, Grup membeli 225.528 saham yang mewakili 22,32% saham dalam PT Medco Power Internasional ("MPIn") dari International Finance Corporation (Catatan 27).

vi. Pada tanggal 1 Juli 2019, Perjanjian Jual Beli saham PT Medco Cahaya Geothermal ("MCG") antara PT Medco Power Indonesia ("MPI"), PT Medco Geothermal Indonesia ("MGI") dan PT Ormat Geothermal Power telah efektif (Catatan 27).

vii. Pada tanggal 31 Mei 2019, PT Medco E & P Indonesia ("MEPI") dan PT Medco E & P Rimau ("MEPR") menandatangani *Sale and Purchase Agreement* ("SPA") untuk pengalihan 35% Hak Partisipasi MEPI dan MEPR pada Perjanjian Bagi Hasil Blok South Sumatera dan Blok Rimau kepada PT Medco Daya Makmur ("MDM") dan PT Bahtera Daya Makmur ("BDM"). Atas transaksi pengalihan Hak Partisipasi, telah ditandatangani *closing certificate* tanggal 1 November 2019, bahwa kondisi dan persyaratan yang tertuang di dalam SPA sudah terpenuhi.

Hak partisipasi tersebut dianggap sebagai transaksi penjualan bisnis kepada entitas induk yang memenuhi syarat sebagai kombinasi bisnis yang melibatkan entitas atau bisnis sepengendali karena mencakup transaksi seperti pemindahan anak perusahaan atau bisnis antar entitas dalam grup. Oleh karena itu, selisih antara imbalan yang diterima dengan nilai tercatat dari 35% hak partisipasi di Blok Sumatera Selatan dan Rimau masing-masing sebesar AS$11,4 juta dan (AS$10,8 juta) dicatat sebagai bagian dari tambahan modal disetor (Catatan 29). Nilai tercatat dari 35% hak partisipasi di Blok Sumatera Selatan dan Rimau masing-masing adalah sebesar AS$19,5 juta dan AS$12,2 juta, serta jumlah imbalan yang diterima masing-masing adalah sebesar AS$30,9 juta dan AS$1,4 juta (termasuk biaya pajak dan pembayaran *cash call* dibayar di muka dengan piutang yang diterima).

44. SIGNIFICANT ACQUISITIONS AND DISPOSALS (continued)

v. On July 3, 2019, the Group purchased 225,528 shares which represent 22.32% of shares in PT Medco Power Internasional ("MPIn") from International Finance Corporation (Note 27).

vi. On July 1, 2019, PT Medco Cahaya Geothermal ("MCG") Shares Sale and Purchase Agreement entered by PT Medco Power Indonesia ("MPI"), PT Medco Geothermal Indonesia ("MGI") and PT Ormat Geothermal Power is effective (Note 27).

vii. On May 31, 2019, PT Medco E & P Indonesia ("MEPI") and PT Medco E & P Rimau ("MEPR") signed Sale and Purchase Agreement ("SPA") for the transfer of 35% Participating Interest of MEPI and MEPR in Production Sharing Contract of South Sumatera Block and Rimau Block to PT Medco Daya Makmur ("MDM") and PT Bahtera Daya Makmur ("BDM"), respectively. Upon the transfer of Participating Interest transaction, the closing certificates has been signed on November 1, 2019, where the conditions and requirements under SPA have been fulfilled.

Such participating interest was considered as a sale of business to its parent entity which qualifies as a business combination involving entities or businesses under common control since it includes transactions such as transfer of subsidiaries or business between entities within a group. Therefore, the difference between the total consideration received with the carrying value of 35% participating interest in South Sumatera and Rimau Block which amounted to US$11.4 million and (US$10.8 million), respectively, was recognized as part of additional paid in capital (Note 29). The carrying value of 35% participating interest in South Sumatera and Rimau Block amounting to US$19.5 million and US$12.2 million, respectively and total consideration received is amounting to US$30.9 million and US$1.4 million, respectively (including tax fee and settlement of advance cash call paid with receivables received).

44. AKUISISI DAN PENGALIHAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

Pada tanggal 6 November 2019, MEPR menandatangani *Supplement to Sale and Purchase Agreement* ("SSPA") dimana MEPR mengalokasikan Harga Beli untuk pengalihan 35% hak partisipasi MEPR kepada PT Bahtera Daya Makmur ("BDM") dengan rincian sebagai berikut:

1) AS$10 juta untuk Perjanjian Bagi Hasil Blok Rimau yang ditanda-tangani pada 7 Desember 2001 *("Existing PSC")*
2) AS$5 juta untuk Perjanjian Bagi Hasil Blok Rimau yang ditandatangani pada 14 Februari 2019 (efektif dari tanggal 23 April 2023 sampai dengan 22 April 2043) ("*Extended PSC*")

Pengalokasian harga beli transaksi ini untuk "*Existing PSC*" telah disetujui SKK Migas. Perusahaan masih menunggu persetujuan dari SKK Migas untuk "*Extended PSC*" sebagai syarat yang tertuang di dalam SPA.

Nilai tercatat asset dan liabilitas dari pelepasan hak partisipasi MEPI dan MEPR adalah sebagai berikut:

44. SIGNIFICANT ACQUISITIONS AND DISPOSALS (continued)

On November 6, 2019, MEPR signed Supplement to Sale and Purchase Agreement ("SSPA") which MEPR allocates Purchase Price for the transfer of 35% participating interest MEPR to PT Bahtera Daya Makmur ("BDM") with the following details:

1) US$10 million for Production Sharing Contract ("PSC") Rimau Block signed on December 7, 2001 ("Existing PSC").
2) US$5 million for Production Sharing Contract ("PSC") Rimau Block signed on February 14, 2019 (effective from April 23, 2023 to April 22, 2043) ("Extended PSC")

The purchase price allocation on the transaction for "Existing PSC" has been approved by SKK Migas. The company is still waiting for approval from SKK Migas for the "Extended PSC" as a condition stated in the SPA.

The carrying amounts of assets and liabilities associated with the participating interest of MEPI and MEPR are as follows:

	Nilai tercatat (AS$)/ *Carrying Value (US$)*	
Aset		***Assets***
Piutang usaha	43.894	*Trade receivables*
Piutang lain-lain	5.209.757	*Other receivables*
Persediaan	5.138.659	*Inventory*
Beban dibayar di muka	303.925	*Prepaid expenses*
Aset eksplorasi dan evaluasi	8.982.926	*Exploration and evaluation assets*
Aset minyak dan gas bumi	48.253.367	*Oil and gas properties*
Jumlah aset	67.932.528	*Total assets*
Liabilitas		***Liabilities***
Utang usaha	5.130.901	*Trade payables*
Utang pajak	821.907	*Taxes payables*
Utang lain-lain	1.815.064	*Other payables*
Biaya akrual	5.191.170	*Accrued expenses*
Liabilitas pajak tangguhan	8.151.960	*Deferred tax liabilities*
Liabilitas imbalan kerja jangka panjang	506.553	*Long-term employee benefits liabilities*
Liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area dan provisi lain-lain	14.568.317	*Asset abandonment and site restoration obligations and other provision*
Jumlah liabilitas	36.185.872	*Total liabilities*
Aset neto	**31.746.656**	***Net assets***

44. AKUISISI DAN PENGALIHAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

viii. Pada tanggal 22 Mei 2019, Grup telah mengakuisisi 100% modal saham Ophir Energy Ltd (dahulu Ophir Energy Plc) dengan rekomendasi pembelian kas sejumlah 408,4 juta poundsterling ditambah dengan biaya pajak atau setara dengan AS$544,3 juta. Ophir Energy Ltd adalah perusahaan eksplorasi dan produksi hulu migas independen dan mempunyai portfolio aset minyak dan gas bumi yang tersebar di Indonesia dan Asia Tenggara. Dengan akuisisi ini diharapkan memperkuat posisi aset Perusahaan di kawasan regional tersebut.

Nilai wajar sementara dari aset dan liabilitas teridentifikasi Ophir Energy Ltd pada tanggal efektif akuisisi (22 Mei 2019) adalah:

44. SIGNIFICANT ACQUISITIONS AND DISPOSALS (continued)

viii. On May 22, 2019, the Group has successfully acquired 100% the share capital of Ophir Energy Ltd (formerly Ophir Energy Plc) in a recommended cash offer valued at 408.4 million poundsterling plus tax fees or equivalent to US$544.3 million. Ophir Energy Ltd is an independent upstream oil and gas exploration and production company and has portfolio of oil and gas assets both in Indonesia and South East Asia region. With the successful acquisition, the Company will strengthen its position in terms of assets portfolio in the region.

The provisional fair values of the identifiable assets and liabilities of Ophir Energy Ltd as at the effective date of acquisition (May 22, 2019) were:

	Nilai Wajar Sementara (AS$)/ *Provisional Fair Value (US$)*	
Aset		***Assets***
Kas dan setara kas	247.263.689	*Cash and cash equivalents*
Kas yang dibatasi penggunaannya	56.879.371	*Restricted cash*
Piutang usaha	62.706.185	*Trade receivables*
Piutang lain-lain	21.206.179	*Other receivables*
Persediaan	37.837.986	*Inventory*
Investasi jangka panjang	76.570.655	*Long-term investments*
Aset tetap	1.092.264	*Property, plant and equipment*
Aset eksplorasi dan evaluasi (Catatan 15)	185.725.262	*Exploration and evaluation assets (Note 15)*
Aset minyak dan gas bumi (Catatan 16)	894.684.937	*Oil and gas properties (Note 16)*
Aset dimiliki untuk dijual	34.969.098	*Assets held for sale*
Sub-jumlah	1.618.935.626	*Sub-total*
Liabilitas		***Liabilities***
Utang usaha	64.205.057	*Trade payables*
Utang pajak	31.596.850	*Taxes payables*
Utang lain-lain	19.178.302	*Other payables*
Biaya akrual	66.096.916	*Accrued expenses*
Liabilitas pajak tangguhan	395.234.366	*Deferred tax liabilities*
Pinjaman jangka panjang	361.506.834	*Long-term debt*
Liabilitas imbalan kerja jangka panjang	1.918.446	*Long-term employee benefits liabilities*
Liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area dan provisi lain-lain	55.384.363	*Asset abandonment and site restoration obligations and other provision*
Sub-jumlah	995.121.134	*Sub-total*
Nilai wajar aset neto teridentifikasi	**623.814.492**	***Total identifiable net assets at fair values***
Keuntungan pembelian diskon	(79.498.296)	*Bargain purchase*
Imbalan pembelian yang dialihkan	544.316.196	*Purchase consideration transferred*
Dikurangi kas yang diperoleh dari entitas anak yang diakuisisi	(247.263.689)	*Net cash of the acquired subsidiary*
Akuisisi entitas anak, setelah dikurangi kas yang diperoleh	**297.052.507**	***Acquisition of a subsidiary, net of cash acquired`***

44. AKUISISI DAN PENGALIHAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

Manajemen berkeyakinan bahwa Grup dapat mengakusisi Ophir Energy Ltd dan entitas anaknya dengan nilai yang lebih rendah dari nilai wajar asetnya karena integrasi Grup dengan Ophir Energy Ltd berjalan dengan baik, dengan sinergis dan peningkatan efisiensi operasi aset.

Nilai wajar yang disajikan adalah jumlah sementara pada tanggal 31 Desember 2019 karena kompleksitas dari akuisisi dan sifat ketidakpastian dari sektor minyak dan gas, terutama, dalam menentukan penilaian aset minyak dan gas bumi. Penelaahan atas nilai wajar aset dan liabilitas yang diperoleh akan diselesaikan paling lambat dalam waktu 12 bulan sejak tanggal akuisisi.

Efektif setelah tanggal akuisisi, dilakukan perubahan nama-nama sebagai berikut:

i. Ophir Energy Plc telah berubah nama menjadi Ophir Energy Ltd (efektif tanggal 11 Juni 2019).
ii. Salamander Energy Plc telah berubah nama menjadi Salamander Energy Ltd (efektif tanggal 12 Juni 2019).
iii. Ophir Thailand Bualuang Limited telah berubah nama menjadi Medco Energi Thailand (Bualuang) Limited (efektif tanggal 3 September 2019).
iv. Ophir Thailand (E&P) Limited telah berubah nama menjadi Medco Energi Thailand (E&P) Limited (efektif tanggal 3 September 2019).

Pada saat tanggal akuisisi, Grup sedang dalam proses pengajuan *relinquishment* untuk asetnya di Blok South East Sangatta dan Blok Kofiau. Sampai dengan tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasian, proses *relinquishment* ini belum disetujui oleh SKK Migas.

Dari tanggal akuisisi, Ophir Energy Ltd telah berkontribusi sebesar AS$209.0 juta atas penjualan dan pendapatan usaha lainnya dan AS$(2,2 juta) pada laba sebelum pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan Grup. Apabila akuisisi telah dilakukan sejak awal tahun, kontribusi Ophir Energy Ltd atas pendapatan dari penjualan dan pendapatan usaha lainnya dari operasi berkelanjutan dapat menjadi sebesar US$380,8 juta, dan kontribusi Ophir Energy Ltd atas laba sebelum pajak penghasilan dari operasi yang dilanjutkan menjadi sebesar AS$(0,3 juta).

44. SIGNIFICANT ACQUISITIONS AND DISPOSALS (continued)

Management believes that the Group was able to acquire Ophir Energy Ltd and its subsidiaries for less than the fair value of its assets because of the Group integration of Ophir Energy Ltd is proceeding well, with synergies and increase in efficiency on the assets' operation.

The fair values disclosed are provisional as of December 31, 2019 due to the complexity of the acquisition and the inherently uncertain nature of the oil and gas sector, in particular, in valuing oil and gas properties. The review of the fair value of the assets and liabilities acquired will be completed within 12 months of the acquisition at the latest.

Effective after the acquisition date, the following changes to the names were made:

i. Ophir Energy Plc has changed its registered company name to Ophir Energy Ltd (effective on June 11, 2019).
ii. Salamander Energy Plc has changed its registered company name to Salamander Energy Ltd (effective on June 12, 2019).
iii. Ophir Thailand Bualuang Limited has changed its registered company name to Medco Energi Thailand (Bualuang) Limited (effective on September 3, 2019).
iv. Ophir Thailand (E&P) Limited has changed its registered company name to Medco Energi Thailand (E&P) Limited (effective on September 3, 2019).

On the acquisition date, the Group is in the process of request for relinquishment for South East Sangatta Block and Kofiau Block. Until completion date of the consolidated financial statements, the relinquishment process has not yet approved by SKK Migas.

From the date of acquisition, Ophir Energy Ltd contributed US$209.0 million of sales and other operating revenues and US$(2.2 million) to profit before income tax expense from continuing operations of the Group. If the acquisition had taken place at the beginning of the year, the contribution of Ophir Energy Ltd on sales and other operating revenues from continuing operations would have been US$380.8 million and the contribution of Ophir Energy Ltd on profit before income tax expense from continuing operations would have been US$(0.3 million).

44. AKUISISI DAN PENGALIHAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

ix. Pada tanggal 23 April 2019, Medco Energi Global Pte. Ltd. ("MEG") menandatangani *Share Purchase and Sale Agreement* ("SSPA") dengan Anglo Tunisian and Gas Limited ("ATOG") untuk menjual 100% sahamnya di Medco Tunisia Petroleum Limited ("MTPL"). SSPA ini telah beberapa kali mengalami perubahan dan perubahan terakhir dilakukan pada tanggal 20 Desember 2019. Tanggal penyelesaian transaksi ini adalah 19 November 2019. MEG dan ATOG telah menyepakati harga beli atas saham MTPL sejumlah AS$26.100.000 sebagaimana diungkapkan dalam Catatan 36.

x. Pada tanggal 29 Maret 2019, PT Medco Downstream Indonesia ("MDI") dan PT Medco Energi Nusantara ("MEN") menandatangani Perjanjian Jual Beli Saham ("PJBS") dengan PT Graha Permata Sukses ("GPS") untuk menjual investasinya di PT Medco Services Indonesia ("MSI") sebagaimana diungkapkan dalam Catatan 36.

xi. Pada tanggal 22 Maret 2019, Grup menggunakan *pre-emption right* dan menandatangani *Share Sale and Purchase Agreement* ("SSPA") dengan KEC Gulf Holdings Limited ("KEC") untuk pembelian 10% saham kepemilikan atas entitas anak, Medco LLC ("MLLC") sebagaimana diungkapkan dalam Catatan 27.

xii. Pada tanggal 7 Februari 2019, Medco Energi US LLC, entitas anak yang secara tidak langsung dimiliki seluruhnya oleh Perusahaan, menandatangani *Asset Purchase and Sale Agreeme*nt ("Perjanjian") dengan Sanare Energy Partners LLC (sebelumnya bernama Northstar Offshore Ventures LLC) untuk penjualan blok Main Pass di teluk Meksiko dengan harga penjualan sebesar AS$150.000. Harga penjualan ini akan disesuaikan sampai dengan periode penutupan yang didefinisikan di Perjanjian.

44. SIGNIFICANT ACQUISITIONS AND DISPOSALS (continued)

ix. On April 23, 2019, Medco Energi Global Pte. Ltd. ("MEG") signed Share Purchase and Sale Agreement ("SSPA") with Anglo Tunisian and Gas ("ATOG") Limited to sell 100% of its shares in Medco Tunisia Petroleum Limited ("MTPL"). The SSPA was amended several times and the latest was on December 20, 2019. The closing date of the transaction occurred on November 19, 2019. MEG and ATOG have agreed the shares purchase price of MTPL totalling to US$26,100,000 as disclosed in Note 36.

x. On March 29, 2019, PT Medco Downstream Indonesia ("MDI") and PT Medco Energi Nusantara ("MEN") signed Sales and Purchase Agreement ("SPA") with PT Graha Permata Sukses ("GPS") to sell their investment in PT Medco Services Indonesia ("MSI") as disclosed in Note 36.

xi. On March 22, 2019, the Group exercised its pre-emption right and signed a Share Sale and Purchase Agreement ("SSPA") with KEC Gulf Holdings Limited ("KEC"), to acquire 10% share ownership of its subsidiary, Medco LLC ("MLLC") as disclosed in Note 27.

xii. On February 7, 2019, Medco Energi US LLC, wholly-owned indirect subsidiary of the Company, signed Asset Purchase and Sale Agreement ("the Agreement") with Sanare Energy Partners LLC (previously known as Northstar Offshore Ventures LLC) for the sale of Main Pass block located in Gulf of Mexico with purchase price of US$150,000. The purchase price is subject to adjustments until the closing period as defined in the Agreement.

44. AKUISISI DAN PENGALIHAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

Berdasarkan atas perjanjian tersebut, MEUS dan Sanare sepakat bahwa MEUS akan membayar kepada Sanare atas porsi MEUS terkait biaya pemeriksaan ONRR yang termasuk di dalam *settlement statement* dari kedua belah pihak tersebut. Pada bulan Februari 2019, MEUS telah membayar kepada Sanare atas porsinya terkait dengan biaya pemeriksaan ONRR. Selanjutnya, Sanare sebagai pembeli akan memiliki kewajiban atas biaya ONRR dan bertanggungjawab untuk melunaskan biaya tersebut. Karenanya, transaksi penjualan ini telah efektif selesai.

xiii. Pada tanggal 28 Desember 2018, Perusahaan dan MDAL menandatangani Perjanjian Jual Beli Saham Bersyarat ("PJBSB") dimana Perusahaan setuju untuk menjual 116.280 lembar saham yang mewakili 51% kepemilikan saham di AMG kepada MDAL seharga AS$163 juta (Catatan 36).

xiv. Pada tanggal 26 Desember 2018 PT Medco Services Indonesia, entitas anak yang secara tidak langsung dimiliki sepenuhnya, melakukan investasi pada saham PT Amman Mineral Internasional sebagaimana diungkapkan dalam Catatan 36.

xv. Pada tanggal 5 Desember 2018, Perusahaan menandatangani Perjanjian Jual Beli Saham ("PJBS") dengan PT Bahtera Daya Makmur ("BDM"). Perusahaan akan menjual 5.500 lembar saham dalam PT Medco Daya Sentosa ("MDS") kepada BDM dengan harga beli sebesar Rp21,5 juta. Transaksi ini telah efektif dan disetujui berdasarkan Akta Notaris No. 08 oleh Legalia Riama Uli Sirait, S.H., M.M., M.H. pada tanggal 21 Desember 2018.

44. SIGNIFICANT ACQUISITIONS AND DISPOSALS (continued)

Pursuant to the Agreement, MEUS and Sanare agreed that MEUS will pay to Sanare the MEUS's share on the ONRR proceedings and ONRR fees to be included in the settlement statement of both parties. In February 2019, MEUS paid Sanare its share of the ONRR fees. Further, Sanare as the buyer will assume the responsibility for the ONRR proceedings, will bear all post-closing costs of ONRR proceedings and will be responsible for the ultimate payment of the contested ONRR fees. Therefore, sale transaction has been effective.

xiii. On December 28, 2018, the Company and MDAL signed a Conditional Sale and Purchase Agreement ("CSPA") whereby the Company agreed to sell 116,280 shares representing 51% shares ownership in AMG to MDAL for US$163 million (Note 36).

xiv. On December 26, 2018, PT Medco Services Indonesia, a wholly-owned indirect subsidiary, invested in PT Amman Mineral Internasional shares as disclosed in Note 36.

xv. On December 5, 2018, the Company signed a Share Sale and Purchase Agreement ("SPA") with PT Bahtera Daya Makmur ("BDM"). The Company will sell 5,500 shares in PT Medco Daya Sentosa ("MDS") to BDM with purchase price which amounted to Rp21.5 million. This transaction has been effective and approved based on Notarial Deed No. 08 of Legalia Riama Uli Sirait, S.H., M.M., M.H., dated December 21, 2018.

44. AKUISISI DAN PENGALIHAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

xvi. Pada 14 November 2018, AMG telah menandatangani perjanjian novasi bersyarat ("Novasi Bersyarat") dengan PT Medco Intidinamika (MI) dan PT Dago Endah (DE) dimana MI menovasikan seluruh hak dan kewajiban terkait dengan investasi dan pengembangan Kondotel Dago Golf Resort & Spa ("Proyek Kondotel"), yang sebelumnya telah dialihkan dari DE kepada MI. DE pada awalnya telah ditunjuk sebagai investor tunggal untuk menyelesaikan pekerjaan konstruksi atas Proyek Kondotel dari penerima pekerjaan sebelumnya yaitu PT Panghegar Kana Legacy (dalam proses pailit). PT Panghegar Kana Legacy (dalam proses pailit) adalah pengembang awal atas Proyek Kondotel. Perjanjian novasi ini bersyarat sampai diterimanya opini kewajaran dari penilai independen.

Sehubungan dengan perjanjian novasi yang disebutkan di atas, pada 14 November 2018, AMG telah menandatangani Perjanjian Jual Beli Bersyarat ("PJBS") untuk membeli 90% kepemilikan atas PT Wisesa Satya Warna ("WSW") dari MI. WSW adalah perusahaan yang didirikan oleh MI dan DE, dengan komposisi kepemilikan 90% dimiliki oleh MI dan 10% dimiliki oleh DE, dengan tujuan dan hak untuk mengelola operasi Proyek Kondotel. CSPA ini juga bersyarat sampai diterimanya opini kewajaran dari penilai independen. Transaksi ini telah dipublikasikan di surat kabar pada tanggal 27 November 2018.

Sampai dengan 31 Desember 2018, AMG telah membayarkan sejumlah uang muka kepada MI sebesar Rp39.800.000.000 atau setara dengan AS$2.748.429 atas Proyek Kondotel, sebagai penggantian atas seluruh biaya dan pengeluaran yang telah dikeluarkan oleh MI sampai dengan September 2018, sebagaimana dinyatakan pada Novasi Bersyarat antara AMG dan MI.

Pada saat pelepasan AMG (Catatan 36), Grup sudah tidak memiliki hak atau kewajiban atas perjanjian ini.

44. SIGNIFICANT ACQUISITIONS AND DISPOSALS (continued)

xvi. On November 14, 2018, AMG signed a novation agreement ("Novation Agreement") with PT Medco Intidinamika (MI) and PT Dago Endah (DE) in which MI novated all of its rights and obligations related with the investment and development of Condotel Dago Golf Resort & Spa ("Condotel Project"), which had been previously assigned from DE to MI. DE had initially been appointed as a sole investor to finalize the construction of the Condotel Project by the Receiver of PT Panghegar Kana Legacy (in process of bankruptcy). PT Panghegar Kana Legacy (in process of bankruptcy) was the original developer of the Condotel Project. Such Novation Agreement is conditional upon receiving the fairness opinion from an independent appraiser.

In relation with the above mentioned novation agreement, on November 14, 2018, AMG signed a Conditional Sales and Purchase Agreement ("CSPA") to purchase 90% shares of PT Wisesa Satya Warna ("WSW") from MI. WSW is a company that was established by MI and DE, with shareholding composition of 90% of MI and 10% of DE, with the purpose and the right to manage the operations of Condotel Project. This CSPA is also conditional upon receiving the fairness opinion from an independent appraiser. This transaction has been published in newspaper on November 27, 2018.

Until December 31, 2018, AMG has paid advance payment to MI amounting to Rp39,800,000,000 or equivalent to US$2,748,429 for Condotel Project, as reimbursement of all costs and expenses incurred by MI up to September 2018, as stated in the Novation Agreement between AMG and MI.

On the date of AMG divestment (Note 36), the Group no longer has right nor obligation on this agreement.

44. AKUISISI DAN PENGALIHAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

xvii. Pada tanggal 29 Juni 2018, Grup menandatangani Perjanjian Jual Beli Saham Bersyarat ("PJBS") dengan PT Medco Daya Abadi Lestari ("MDAL") dan PT Bahtera Daya Makmur ("BDM") terkait penjualan PT Medco Infrastruktur Indonesia ("MII") dan PT Medco Energi Mining Internasional ("MEMI") (Catatan 36).

Berdasarkan PJBS tersebut, harga beli yang telah disepakati atas seluruh saham Grup atas MII dan MEMI adalah sejumlah AS$17.031.000. Pada tanggal 28 Desember 2018, Perusahaan telah menerima pembayaran atas harga beli tersebut dari MDAL.

Pada tanggal 31 Desember 2018, Grup, MDAL, MEN, dan BDM telah melaksanakan penutupan transaksi *(closing)* PJBS terkait pengalihan seluruh saham milik Grup dalam MII dan MEMI. Penjualan atas keseluruhan saham MEMI kepada MDAL dan BDM telah dituangkan dalam Akta Pernyataan Keputusan Sirkulasi Pemegang Saham No. 27 tanggal 31 Desember 2018 dibuat dihadapan Notaris Siti Rumondang Bulan Lubis, S.H., M.Kn dan diterima oleh Kementerian Hukum dan Hak Asasi Manusia dengan surat No. AHU-AH.01.03-0281729 tertanggal 31 Desember 2018. Penjualan atas keseluruhan saham MII kepada MDAL dan BDM telah dituangkan dalam Akta Pernyataan Keputusan Sirkulasi Pemegang Saham No. 28 tanggal 31 Desember 2018 dibuat dihadapan Notaris Siti Rumondang Bulan Lubis, S.H., M.Kn dan diterima oleh Kementerian Hukum dan Hak Asasi Manusia dengan surat No. AHU-AH.01.03-0281725 tertanggal 31 Desember 2018.

44. SIGNIFICANT ACQUISITIONS AND DISPOSALS (continued)

xvii. On June 29, 2018, the Group signed a Conditional Share Sale and Purchase Agreement ("CSPA") with PT Medco Daya Abadi Lestari ("MDAL") and PT Bahtera Daya Makmur ("BDM") related to transfer of the shares in PT Medco Infrastruktur Indonesia ("MII") and PT Medco Energi Mining Internasional ("MEMI") (Note 36).

Based on the CSPA, total purchase price of all shares of the Group in MII and MEMI amounted to US$17,031,000. On December 28, 2018, the Company has received the full payment of the purchase price from MDAL.

On December 31, 2018, the Group, MDAL, MEN and BDM has conducted closing to the CSPA with regard to the transfer of all shares of the Group in MII and MEMI. The transfer of shares in MEMI to MDAL and BDM has been approved based on Resolution of the Shareholders under Notarial Deed No. 27 by Siti Rumondang Bulan Lubis, S.H., M.Kn on December 31, 2018 and acknowledged by Ministry of Law and Human Rights by its letter No. AHU-AH.01.03-0281729 dated December 31, 2018. The transfer of shares in MII to MDAL and BDM has been approved based on Resolution of the Shareholders under Notarial Deed No. 28 by Siti Rumondang Bulan Lubis, S.H., M.Kn on December 31, 2018 acknowledged by Ministry of Law and Human Rights by its letter No. AHU-AH.01.03-0281725 dated December 31, 2018.

45. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN

45. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS

a. Perjanjian Pasokan Gas ("GSA")

a. Gas Supply Agreements ("GSA")

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
PT Medco E & P Indonesia			
PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk ("PGN")	Efektif tanggal 1 Januari 2019 berdasarkan Kesepakatan Bersama tanggal 27 Desember 2018; terakhir diubah melalui Perjanjian Jual Beli Gas tanggal 11 Juli 2019/ *Effective since January 1, 2019 through Mutual Agreement dated December 27, 2018; last amendment through Gas Sales Purchase Agreement dated July 11, 2019*	Komitmen untuk memasok gas untuk memenuhi kebutuhan gas di Wilayah Sumatera dan Jawa sebesar 30 BBTUD dan dapat menurun ke 20 BBTUD (*joint contract* dengan PT Medco E & P Lematang (MEPL)) dengan jumlah kontrak sebanyak 10.960 BBTU dari *South Sumatra PSC*. (Total jumlah kontrak *joint supply* sebesar 27.400 BBTU)/ *Commitment to supply gas of 30 BBTUD ramp down to 20 BBTUD (joint contract with PT Medco E & P Lematang (MEPL)) in Sumatera and Java Region with total contract quantity of 10,960 BBTU from South Sumatra PSC. (Total joint supply contract quantity 27,400 BBTU).*	Diperkirakan 3 (tiga) tahun dari tanggal *gas in* atau sampai dengan terpenuhinya total jumlah kontrak, yang mana terjadi lebih dahulu/ *Approximately 3 (three) years since the gas in date or until the total contract quantity of joint supply has been fully supplied, whichever occurs first.*
PT Pertamina (Persero)	Efektif tanggal 1 Januari 2019 berdasarkan Kesepakatan Bersama tanggal 21 Desember 2018; terakhir diubah melalui Perjanjian Jual Beli Gas tanggal 31 Juli 2019/ *Effective since January 1, 2019 through Mutual Agreement dated December 21, 2018; last amendment through Gas Sales Purchase Agreement dated July 31, 2019*	Komitmen untuk memasok gas sebesar 0,20 MMSCFD dengan total jumlah kontrak sebesar 123,40 MMSCF/ *Commitment to supply gas of 0.20 MMSCFD with total contract quantity of 123.40 MMSCF.*	8 September 2020 atau sampai dengan terpenuhinya total jumlah kontrak, yang mana terjadi lebih dahulu/ *September 8, 2020 or until the total contract quantity has been fully supllied, whichever occurs first.*
PT Meta Epsi Pejebe Power Generation (MEPPO - GEN)	17 Oktober 2014; terakhir diubah pada tanggal 17 Oktober 2019/ *October 17, 2014; last amendment dated October 17, 2019*	Komitmen untuk memasok gas sebanyak 9,7-12,5 BBTUD (*joint contract* dengan PT Medco E&P Lematang (MEPL)) dengan jumlah kontrak sebesar 43.016,9 BBTU dari South Sumatra PSC. (Total jumlah kontrak joint supply sebesar 55.822.2 BBTU)/ *Commitment to supply 9.7-12.5 BBTUD of gas (joint contract with PT Medco E&P Lematang (MEPL)) with total contract quantity of 43,016.9 BBTU from South Sumatra PSC. (Total joint supply contract quantity 55,822.2 BBTU).*	31 Desember 2027 atau sampai terpenuhinya total jumlah kontrak, yang mana terjadi lebih dahulu/ *December 31, 2027 or until total contract quantity has been fully supplied, whichever occurs first.*

45. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

a. Perjanjian Pasokan Gas ("GSA") (lanjutan)

45. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Gas Supply Agreements ("GSA") (continued)

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
PT Medco E & P Indonesia (lanjutan/*continued*)			
PT Perusahaan Gas Negara Persero) Tbk ("PGN")	30 Oktober 2018 (dialihkan kepada PGN dari Perusahaan Daerah Kota Tarakan, efektif tanggal 8 Januari 2016) / *October 30, 2018 (assigned to PGN from Perusahaan Daerah Kota Tarakan effective since January 8, 2016)*	Komitmen untuk memasok gas untuk memenuhi kebutuhan gas rumah tangga di Kota Tarakan sebesar 0,20 BBTUD/ *Commitment to supply gas to meet the needs of household in Tarakan of 0.20 BBTUD.*	8 September 2020 atau sampai jumlah kontrak terpenuhi, mana yang terjadi lebih dahulu/ *September 8, 2020 or until total contract quantity has been fully supplied, whichever occurs first.*
Perusahaan Daerah Mura Energi	4 Agustus 2009; diubah terakhir tanggal 9 Agustus 2018/ *August 4, 2009; last amendment dated August 9, 2018.*	Komitmen untuk memasok gas 1,35 BBTUD dengan jumlah kontrak 6.039 BBTU/ *Commitment to supply 1.35 BBTUD of gas with total contract of 6,039 BBTU of gas.*	31 Desember 2027 dari tanggal dimulai atau sampai terpenuhinya jumlah kontrak, mana yang terjadi lebih dahulu/ *December 31, 2027 since the start date or until total contract quantity has been fully supplied, whichever occurs first.*
PD Petrogas Ogan Ilir	25 Mei 2016; terakhir diubah pada tanggal 6 November 2017. Perjanjian ini telah berakhir pada 26 Juli 2018/ *May 25, 2016; last amendment of agreement dated November 6, 2017. This agreement has been terminated on July 26, 2018.*	Komitmen untuk memasok gas dengan jumlah kontrak 1.148 BBTU/ *Commitment to supply gas with total gas contract quantity of 1,148 BBTU of gas.*	31 Desember 2019 atau sampai terpenuhinya total jumlah kontrak, yang mana terjadi lebih dahulu/ *December 31, 2019 or until the quantity of the contract has been fully supplied, whichever occurs first.*
PT Mitra Energi Buana	24 Juli 2006; diubah terakhir tanggal 8 Juni 2018/ *July 24, 2006; last amendment dated June 8, 2018*	Komitmen untuk memasok gas dengan jumlah kontrak 30.119 BBTU/ *Commitment to supply gas with total gas contract quantity of 30,119 BBTU.*	31 Desember 2027 atau sampai terpenuhinya total jumlah kontrak, yang mana terjadi lebih dahulu/ *December 31, 2027, or until total contract quantity has been fully supplied, whichever occurs first.*

45. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

45. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Perjanjian Pasokan Gas ("GSA") (lanjutan)

a. Gas Supply Agreements ("GSA") (continued)

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
PT Medco E & P Indonesia (lanjutan/*continued*)			
PT Perusahan Gas Negara (Persero) Tbk	4 Mei 2018/ *May 4, 2018*	Komitmen untuk memasok gas untuk memenuhi kebutuhan gas rumah tangga di Kabupaten Musi Banyuasin sebesar 0,25 BBTUD dengan total jumlah kontrak sebesar 871 BBTU/ *Commitment to supply gas to meet the needs of households in Kabupaten Musi Banyuasin of 0.25 BBTUD with total contract quantity of 871 BBTU.*	20 Juli 2027 atau sampai dengan berakhirnya produksi gas bumi dari wilayah kerja, yang mana terjadi lebih dahulu/ *July 20, 2027 or until the end of production of gas from contract area, whichever occurs first.*
Perusahaan Daerah Pertambangan dan Energi	4 Agustus 2009; diubah terakhir tanggal 4 Juli 2019/ *August 4, 2009; last amendment dated July 4, 2019.*	Komitmen untuk memasok dan menjual gas sebanyak 0,5 BBTUD dengan total jumlah kontrak 1.606,50 BBTU/ *Commitment to supply and sell 0.5 BBTUD of gas with total contract quantity of 1,606.50 BBTU.*	7 Februari 2023 atau sampai terpenuhinya total jumlah kontrak, yang mana terjadi lebih dahulu/ *February 7, 2023 or until such quantity has been fully supplied, whichever occurs first.*
PT Pupuk Sriwidjaja Palembang	7 Agustus 2007; diubah terakhir melalui Kesepakatan Bersama tanggal 23 Februari 2018/ *August 7, 2007; last amendment through Mutual Agreement dated February 23, 2018*	Komitmen untuk memasok gas rata-rata sebanyak 45 BBTUD/ *Commitment to supply an average of 45 BBTUD of gas.*	31 Desember 2018 atau sampai terpenuhinya total jumlah kontrak, yang mana terjadi lebih dahulu/ *December 31, 2018 or until total contract quantity has been fully supplied, whichever occurs first.*
PT Pertamina (Persero)	Efektif tanggal 30 Januari 2018 melalui Kesepakatan Bersama; diubah terakhir melalui Perjanjian Jual Beli Gas tanggal 15 November 2019/ *Effective since January 30, 2018 through Mutual Agreement; last amendment through Gas Sales Purchase Agreement dated November 15, 2019*	Komitmen untuk memasok gas sebesar 0,25 MMSCFD dengan total jumlah kontrak sebesar 855,25 MMSCF/ *Commitment to supply gas of 0.25 MMSCFD with total contract quantity of 855.25 MMSCF.*	20 Juli 2027 atau sampai total jumlah kontrak terpenuhi, yang mana terjadi lebih dahulu/ *July 20, 2027 or until the total contract quantity has been fully supplied, whichever occurs first.*
PT PLN (Persero)	12 Mei 2010; diubah terakhir tanggal 16 Januari 2018/ *May 12, 2010; last amendment dated January 16, 2018*	Komitmen untuk memasok dan menjual gas sebanyak 10.134 BBTU/ *Commitment to supply and sell 10,134 BBTU of gas.*	31 Desember 2021 atau sampai terpenuhinya jumlah kontrak penyerahan gas, yang mana terjadi lebih dahulu/ *December 31, 2021 or until such quantity has been fully supplied, whichever occurs first.*

45. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

45. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Perjanjian Pasokan Gas ("GSA") (lanjutan)

a. Gas Supply Agreements ("GSA") (continued)

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
PT Medco E & P Indonesia (lanjutan/*continued*)			
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	19 September 2017/ *September 19, 2017*	Komitmen untuk memasok dan menjual gas sebesar 20-25 BBTUD (*joint supply* dengan MEPL) dengan jumlah kontrak sebanyak 50.932,8 BBTU dari *South Sumatra PSC*. (Jumlah kontrak *joint supply* sebesar 70.260 BBTU)/ *Commitment to supply and sell gas of 20-25 BBTUD (joint supply with MEPL) with total contract quantity of 50,932.8 BBTU from South Sumatra PSC. (Total joint supply contract quantity 70,260 BBTU).*	31 Januari 2027 atau sampai terpenuhinya jumlah kontrak penyerahan gas, yang mana yang terjadi lebih dahulu/ *January 31, 2027 or until such quantity has been fully supplied, whichever occurs first.*
PT Sarana Pembangunan Palembang Jaya (SP2J)	13 April 2010, diubah terakhir tanggal 25 November 2015/ *April 13, 2010, last amendment dated November 25, 2015*	Komitmen untuk memasok gas sebanyak 450,93 BBTU/ *Commitment to supply 450.93 BBTU of gas.*	31 Desember 2018 atau sampai telah terpenuhinya jumlah kontrak, yang mana terjadi lebih dahulu/ *December 31, 2018 or until such quantity has been fully supplied, whichever occurs first.*
Perusahaan Daerah Pertambangan dan Energi (Jakabaring)	10 Agustus 2011; perubahan terakhir melalui Kesepakatan Bersama tanggal 4 Desember 2012/ *August 10, 2011; last amendment through Mutual Agreement dated December 4, 2012.*	Komitmen untuk memasok dan menjual gas alam sejumlah 3 BBTUD/ *Commitment to supply and sell 3 BBTUD of gas.*	31 Agustus 2020 atau sampai seluruh jumlah yang disepakati telah dipasok, yang mana terjadi lebih dahulu/ *August 31, 2020 or until such quantity has been fully supplied, whichever occurs first.*
PT Medco E & P Lematang			
PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk ("PGN")	Efektif tanggal 1 Januari 2019 berdasarkan Kesepakatan Bersama tanggal 27 Desember 2018; terakhir diubah melalui Perjanjian Jual Beli Gas tanggal 11 Juli 2019/ *Effective since January 1, 2019 through Mutual Agreement dated December 27, 2018; last amendment through Gas Sales Purchase dated July 11, 2019*	Komitmen untuk memasok gas untuk memenuhi kebutuhan gas di Wilayah Sumatera dan Jawa sebesar 30 BBTUD dan dapat menurun ke 20 BBTUD (*joint contract* dengan PT Medco E & P Indonesia (MEPI)) dengan total jumlah kontrak sebanyak 16.440 BBTU dari *Lematang PSC*. (Jumlah kontrak *joint supply* sebesar 27.400 BBTU)/ *Commitment to supply gas of 30 BBTUD ramp down to 20 BBTUD (joint contract with PT Medco E & P Indonesia (MEPI)) in Sumatera and Java Region with total contract quantity of 16,440 BBTU from Lematang PSC. (Total joint supply contract quantity 27,400 BBTU).*	Diperkirakan 3 (tiga) tahun dari tanggal *gas in* atau sampai dengan terpenuhinya total jumlah kontrak, yang mana terjadi lebih dahulu/ *Approximately 3 (three) years since the gas in date or until the total contract quantity of joint supply has been fully supplied, whichever occurs first.*

45. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

45. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Perjanjian Pasokan Gas ("GSA") (lanjutan)

a. Gas Supply Agreements ("GSA") (continued)

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
PT Medco E & P Lematang (lanjutan/*continued*)			
PT Meta Epsi Pejebe Power Generation (MEPPO - GEN)	13 November 2018, diubah terakhir tanggal 17 Oktober 2019/ *November 13, 2018, last amendment dated October 17, 2019*	Komitmen untuk memasok gas sebanyak 10,8-11,6 BBTUD (*joint contract* dengan PT Medco E & P Indonesia (MEPI)) dengan jumlah kontrak sebesar 12.805,3 BBTU dari Lematang PSC. (Jumlah kontrak joint supply sebesar 55.822,2 BBTU)/ *Commitment to supply 10.8-11.6 BBTUD of gas (joint contract with PT Medco E & P Indonesia (MEPI)) with total contract quantity of 12,805.3 BBTU from Lematang PSC. (Total joint supply contract quantity 55,822.2 BBTU).*	31 Desember 2027 atau sampai terpenuhinya total jumlah kontrak, yang mana terjadi lebih dahulu/ *December 31, 2027 or until total contract quantity has been fully supplied, whichever occurs first.*
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	21 Maret 2007, diubah terakhir tanggal 19 September 2017/ *March 21, 2007, last amendment dated September 19, 2017*	Komitmen untuk memasok dan menjual gas sebesar 8-25 BBTUD (*joint supply* dengan MEPI) dengan jumlah kontrak sebanyak 19.327,2 BBTU dari *Lematang PSC*. (Jumlah kontrak *joint supply* sebesar 70.260 BBTU)/ *Commitment to supply and sell gas of 8-25 BBTUD (joint supply* with MEPI) *with total contract quantity of 19,327.2 BBTU from Lematang PSC. (Total joint supply contract quantity 70,260 BBTU).*	31 Januari 2027 atau sampai terpenuhinya jumlah kontrak penyerahan gas, yang mana yang terjadi lebih dahulu/ *January 31, 2027 or until such quantity has been fully supplied, whichever occurs first.*
PT Pupuk Sriwidjaja Palembang	Efektif tanggal 2 April 2018 melalui Kesepakatan Bersama; terakhir diubah melalui Perjanjian Jual Beli Gas tanggal 31 Desember 2018/ *Effective since April 2, 2018 through Mutual Agreement; last amendment through Gas Sales Purchase dated December 31, 2018*	Komitmen untuk memasok dan menjual gas sebanyak 5 BBTUD dengan jumlah total kontrak 1.375 BBTU/ *Commitment to supply and sell gas of 5 BBTUD with total contract quantity of 1,375 BBTU.*	Perjanjian ini telah berakhir tanggal 31 Desember 2018/ *This agreement has ended* on *December 31, 2018.*
PT Medco E & P Malaka			
PT Pertamina (Persero)	27 Januari 2015/ *January 27, 2015*	Komitmen untuk memasok gas sebanyak 58 BBTUD dengan jumlah volume sebanyak 198 TBTU/ *Commitment to supply 58 BBTUD of gas with a total volume of 198 TBTU.*	Sampai dengan 13 tahun sejak tanggal penyerahan gas pertama, atau terpenuhinya total jumlah kontrak, atau gas tidak lagi mempunyai nilai ekonomis, atau berakhirnya PSC Blok A mana yang lebih dahulu terjadi/ *Up to 13 years from the date of first gas delivery, or when the total amount of the contract has been fully supplied, or gas no longer has an economic value, or the expiration of Block A PSC, whichever occurs first.*

45. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

a. Perjanjian Pasokan Gas ("GSA") (lanjutan)

45. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Gas Supply Agreements ("GSA") (continued)

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
PT Medco E & P Tomori Sulawesi			
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	6 Februari 2018/ *February 6, 2018*	Komitmen untuk memasok gas untuk memenuhi kebutuhan listrik di Sulawesi Tengah sebesar 5 BBTUD dengan nilai kontrak 15,63 TBTU/ *Commitment to supply 5 BBTUD of gas to fulfill the electricity needs in Central Sulawesi with total contract commitment of 15.63 TBTU.*	Pada saat total jumlah kontrak telah terpenuhi atau sampai dengan tanggal berakhirnya hak pengelolaan wilayah kerja PSC Senoro-Toili, mana yang lebih dahulu terjadi/ *When the total contract quantity has been fully supplied or until the expiration date of the right of utilization of the contract area Senoro-Toili PSC, whichever occurs first.*
PT Panca Amara Utama	13 Maret 2014; diubah terakhir tanggal 11 Januari 2018/ *March 13, 2014; last amendment dated January 11, 2018*	Komitmen untuk memasok gas sebanyak 248.200 MMSCF/ *Commitment to supply 248,200 MMSCF of gas.*	Pada saat total jumlah kontrak telah terpenuhi atau sampai dengan tanggal berakhirnya hak pengelolaan wilayah kerja PSC Senoro-Toili, mana yang lebih dahulu terjadi/ *When the total contract quantity has been fully supplied or until the expiration date of the right of utilization of the contract area Senoro-Toili PSC, whichever occurs first.*
PT Donggi Senoro LNG	22 Januari 2009 diubah terakhir pada tanggal 13 Desember 2010/ *January 22, 2009 last amendment on December 13, 2010*	Komitmen untuk memasok gas sebanyak 277,8 BBTUD (setara dengan 250 MMSCFD)/ *Commitment to supply 277.8 BBTUD (equivalent to 250 MMSCFD) of gas.*	15 tahun setelah tanggal operasi komersial dari *LNG Plant, atau* saat jumlah kontrak terpenuhi atau pada saat berakhirnya PSC Senoro-Toili, yang mana terjadi lebih dahulu/ *15 years from the LNG Plant commercial operation date, or when such quantity in the agreement has been fully supplied or until the termination of the Senoro-Toili PSC, whichever occurs first.*

45. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

a. Perjanjian Pasokan Gas ("GSA") (lanjutan)

45. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Gas Supply Agreements ("GSA") (continued)

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
PT Medco E & P Simenggaris			
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	6 Februari 2018/ *February 6, 2018*	Komitmen untuk memasok gas sebanyak 8 BBTUD dengan nilai kontrak 21,6 TBTU/ *Commitment to supply 8 BBTUD of gas with total contract commitment of 21.6 TBTU.*	Pada saat terpenuhinya total jumlah kontrak atau sampai dengan berakhirnya hak pengelolaan wilayah kerja yaitu tanggal 23 Februari 2028, mana yang terjadi terlebih dahulu/ *At the time when total contract quantity in the agreement has been fully supplied or until the expiration of the right of utilization of the contract area, February 23, 2028, whichever occurs first.*
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	17 Oktober 2014/ *October 17, 2014*	Komitmen untuk memasok gas sebesar 0,5 MMSCFD dengan total nilai kontrak 805 MMSCF/ *Commitment to supply gas at 0.5 MMSCFD with total contract value of 805 MMSCF.*	5 tahun (sejak tanggal operasi dimulai) atau sampai dengan terpenuhinya jumlah kontrak, mana yang lebih dahulu terjadi/ *5 years (starting from the operation date) or until the fulfillment of the total amount of the contract, whichever occurs first.*
Medco E & P Natuna Ltd			
PT Pertamina (Persero)	28 Maret 2001; terakhir diubah pada tanggal 8 Mei 2012/ *March 28, 2001 ; last amendment dated May 8, 2012.*	Komitmen untuk memasok gas kepada PT Pertamina (Persero) untuk Petroliam Nasional Berhad (Petronas) dengan total kontrak sebanyak 1.648 TBTU/ *Commitment to supply gas to PT Pertamina (Persero) to Petroliam Nasional Berhad (Petronas) with the total contract quantity of 1,648 TBTU.*	20 tahun atau yang mana yang terjadi lebih dahulu sesuai perjanjian/ *20 years or whichever occurs first as stated in the agreement.*
PT Pertamina (Persero)	15 Januari 1999/ *January 15, 1999*	Komitmen untuk memasok gas kepada PT Pertamina (Persero) untuk SembCorp Gas Pte Ltd dengan total kontrak sebanyak 2.625 TBTU/ *Commitment to supply gas to PT Pertamina (Persero) to SembCorp Gas Pte Ltd with total contract quantity of 2,625 TBTU.*	27 tahun sejak tanggal dimulai atau sampai terpenuhinya jumlah kontrak, yang mana lebih dahulu terjadi/ *27 years from the start date or until the fulfillment of the total amount of the contract has been fully supplied, whichever occurs first.*
Ophir Indonesia (Sampang) Pty Ltd			
PT Indonesia Power ("IP")	19 Juli 2003; diubah terakhir tanggal 14 Mei 2019/ *July 19, 2003; last amendment dated May 14, 2019*	Komitmen untuk memasok seluruh gas dari Lapangan Oyong/ *The commitment to supply gas from Oyong Field.*	Hingga 31 Desember 2020 (yang dapat diperpanjang sampai dengan tahun 2022 atau jangka waktu mana yang menunjukkan produksi cadangan gas bumi yang terbukti layak dan mungkin) / *Until 31 December 2020 which can be extended until 2022 or which time period reflects the production of proven, probable, and possible natural gas.*

45. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

45. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Perjanjian Pasokan Gas ("GSA") (lanjutan)

a. Gas Supply Agreements ("GSA") (continued)

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
Ophir Indonesia (Sampang) Pty Ltd (lanjutan/*continued*)			
PT Indonesia Power ("IP")	26 November 2010; diubah terakhir tanggal 1 April 2019/ *November 26, 2010; last amendment dated April 1, 2019*	Komitmen untuk memasok seluruh gas dari Lapangan Wortel sampai dengan Jumlah Maksimum Kontrak Keseluruhan ("JMKK") 117 TBTU. JMKK dapat ditingkatkan sampai dengan maksimum 121.6 TBTU/ *The commitment to supply gas from the Wortel Field up to a Maximum Total Contract Quantity ("MTCQ") of 117 TBTU. MTCQ can be increased to a maximum of 121.6 TBTU.*	Hingga 31 Desember 2020 atau sampai JMKK tercapai, mana yang terjadi lebih dahulu/ *Until 31 December 2020 or until MTCQ achieved, whichever occurs earlier.*
Ophir Indonesia (Madura Offshore) Pty Ltd			
PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk ("PGN")	31 Mei 2005; diubah terakhir melalui Kesepakatan Bersama tanggal 23 Juli 2019/ *May 31, 2005; last amendment through Mutual Agreement dated July 23, 2019*	Komitmen untuk memasok seluruh gas dari Lapangan Maleo hingga jumlah kumulatif penyaluran penjualan gas mencapai 17,9 TBTU/ *The commitment to supply gas from the Maleo Field until the total aggregate gas sales delivered achieved 17.9 TBTU.*	Hingga 31 Agustus 2023 atau hingga total kumulatif penyaluran penjualan gas dari dan sejak 14 Juli 2019 mencapai 17,9 TBTU, mana yang tercapai lebih dahulu/ *Until August 31, 2023 or until the total aggregate gas sales delivered on and from 14 July 2019 achieved 17.9 TBTU, whichever occurs earlier.*
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) ("PLN")	15 Mei 2013; diubah terakhir melalui Kesepakatan Bersama tanggal 6 Desember 2019/ *May 15, 2013; last amendment through Mutual Agreement dated December 6, 2019*	Komitmen untuk memasok seluruh gas dari Lapangan Peluang sampai perkiraan Jumlah Maksimum Kontrak Keseluruhan ("JMKK") 58.0 TBTU/ *The commitment to supply gas from the Peluang Field until Maximum Total Contract Quantity ("MTCQ") of 58 TBTU is achieved.*	Hingga 31 Desember 2020 atau sampai perkiraan JMKK 58.0 TBTU, mana yang tercapai lebih dahulu/ *Until December 31, 2020 or until Maximum MTCQ of 58 TBTU is achieved, whichever occurs earlier.*
PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk ("PGN")	19 Februari 2019/ February 19, 2019	Komitmen untuk memasok gas dari Lapangan Meliwis sampai perkiraan Jumlah Maksimum Kontrak Keseluruhan ("JMKK") 22,8 TBTU/ *The commitment to supply gas from the Meliwis Field until Maximum Total Contract Quantity ("MTCQ") of 22.8 TBTU.*	Hingga 31 Agustus 2023 atau sampai perkiraan JMKK 22,8 TBTU, mana yang tercapai lebih dahulu/ *Until 31 August 2023 or until MTCQ of 22.8 TBTU is achieved, whichever occurs earlier.*
Ophir Indonesia Bangkanai Limited			
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) ("PLN")	28 June 2011/ *June 28, 2011*	Komitmen untuk memasok gas dari Lapangan Kerendan sampai perkiraan Jumlah Maksimum Kontrak Keseluruhan ("JMKK") 130 TBTU/ *The commitment to supply gas from the Kerendan Field until Maximum Total Contract Quantity ("MTCQ") of 130 TBTU.*	Hingga kontrak PSC berakhir, 30 December 2033 atau sampai perkiraan JMKK 130 TBTU, mana yang tercapai lebih dahulu/ *Until end of PSC contract, December 30, 2033 or MTCQ of 130 TBTU is achieved, whichever occurs earlier.*

45. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

b. Perjanjian Bidang Usaha Listrik

i. Perjanjian Pembelian dan Pengalihan Tenaga Listrik

45. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

b. Power Business Activities Agreements

i. Power Purchase and Transfer Agreements

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
PT Bio Jatropha Indonesia ("BJI")			
PT Perusahaan Listrik Negara Distribusi Jawa Barat ("PLNDJB")	1 Februari 2012; terakhir diubah pada tanggal 28 Agustus 2017/ *February 1, 2012; last amendment dated August 28, 2017*	BJI mengoperasikan pembangkit listrik tenaga mini-hidro 3x3 MW dengan harga Rp1.100/Kwh untuk 8 tahun pertama dan Rp850/KWh untuk sisa masa operasi/ *BJI operates a 3x3 MW mini-hydro power plant at price Rp1,100/KWh for the first 8 years and Rp850/KWh for the remaining operating years.*	15 tahun setelah Tanggal Operasi Komersial (COD)/ *15 years after Commercial Operating Date (COD)*
PT Energi Listrik Batam ("ELB")			
PT Pelayanan Listrik Nasional Batam	15 Oktober 2012; terakhir diubah pada tanggal 16 Oktober 2017/ *October 15, 2012; last amendment dated October 16, 2017*	ELB mengoperasikan pembangkit listrik 2x35MW. PLN Batam memiliki opsi untuk membeli kepemilikan dan kepentingan ELB dalam proyek tersebut selama masa Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik/ *ELB operates 2x35MW power plant. PLN Batam has the option to purchase ELB's ownership and interest in the project anytime during the term of the Power Purchase Agreement.*	20 tahun setelah Tanggal Operasi Komersial (COD)/ *20 years after Commercial Operating Date (COD)*
PT Medco Cahaya Geothermal ("MCG")			
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	27 Februari 2013/ *February 27, 2013*	MCG mengoperasikan pembangkit listrik tenaga panas bumi 2x55MW dengan harga AS$0,0858/KWh sesuai penyesuaian dalam perjanjian. Perjanjian mencakup pengaturan *take or pay* 90% dimana MCG diwajibkan untuk memasok dan PT PLN (Persero) diharuskan untuk membeli, minimal, 90% dari kapasitas pembangkit listrik. MCG menanggung risiko dan bertanggung jawab atas konstruksi, operasi dan pemeliharaan dan risiko terkait kepemilikan lainnya dari fasilitas pembangkit listrik tenaga panas bumi. Fasilitas transmisi dan distribusi yang terkait dengan fasilitas pembangkit listrik tenaga panas bumi akan dibangun oleh MCG dan dimiliki oleh PT PLN (Persero). Pada akhir masa perjanjian, kepemilikan fasilitas pembangkit listrik tenaga panas bumi dan lapangan uap panas bumi tidak dialihkan ke PT PLN (Persero) dan PT PLN (Persero) tidak memiliki pilihan untuk membeli fasilitas yang dimaksud kecuali dalam keadaan yang dikecualikan di perjanjian/ *MCG operates a 2x55MW geothermal power plant at a base price US$0.0858/KWh subject to amendment based on the agreement. The agreement include a take or pay arrangement of 90% whereby MCG is required to supply and PT PLN (Persero) is required to purchase, at the minimum, 90% of the power plant capacity. MCG bears the risk and is responsible for the construction, operation and maintenance and other ownership-related risk of the geothermal power plant facilities. The transmission and distribution facilities related to the geothermal power plant facilities for the delivery of electricity will be constructed by MCG and owned by PT PLN (Persero). At the end of the term of the agreement, the ownership of the geothermal power plant and geothermal steam field facilities are not transferred to PT PLN (Persero) and PT PLN (Persero) has no option to purchase the referred facilities except excluded circumstances.*	30 tahun / *30 years*

45. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

b. Perjanjian Bidang Usaha Listrik (lanjutan)

i. Perjanjian Pembelian dan Pengalihan Tenaga Listrik (lanjutan)

45. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

b. Power Business Activities Agreements (continued)

i. Power Purchase and Transfer Agreements (continued)

Perusahaan/*Entity*	**Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement***	**Komitmen/*Commitment***	**Periode Kontrak/ *Contract Period***
PT Pembangkitan Pusaka Parahiangan ("PPP")			
PT Perusahaan Listrik Negara Distribusi Jawa Barat ("PLNDJB")	12 September 2013; terakhir diubah pada tanggal 29 januari 2019 / *September 12, 2013; last amendment dated January 29, 2019*	PPP mengoperasikan pembangkit listrik tenaga mini-hidro 2x4,4 MW dengan harga Rp656/ KWh./ *PPP operates 2x4.4 MW mini-hydro power plant at price Rp656/ KWh.*	15 tahun setelah Tanggal Operasi Komersial (COD)/ *15 years after Commercial Operating Date (COD).*
PT Sangsaka Hidro Barat ("SHBar")			
PT Perusahaan Listrik Negara Distribusi Jawa Barat ("PLNDJB")	16 Juli 2013; terakhir diubah pada tanggal 2 Februari 2015/ *July 16, 2013; last amendment dated February 2, 2015*	SHBar memiliki kontrak untuk pembangunan dan pengoperasian pembangkit listrik tenaga mini-hidro 2x3,25 MW dan pembangkit listrik tenaga mini-hidro 2x3 MW dengan harga Rp656/ KWh. Pada tanggal 2 September 2019, para pihak sepakat untuk menghentikan perjanjian tersebut./ *SHBar had contracts with PLNDJB for constructing and operating a 2x3.25 MW mini-hydro power plant and 2x3 MW mini-hydro power plant at price Rp656/ KWh. On September 2, 2019, the parties agreed to discontinue the PPAs.*	15 tahun setelah COD/ *15 years after COD.*
PT Nawakara Energi Sumpur ("NES")			
PT PLN (Persero) Wilayah Sumatera Barat ("PLNWSB")	11 September 2013; terakhir diubah pada tanggal 10 April 2018/ *September 11, 2013; last amendment dated April 10, 2018*	NES mengoperasikan pembangkit listrik tenaga mini-hidro 2x3,8 MW dengan harga Rp787/ KWh/ *NES operates 2x3.8 MW mini-hydro power plant at price Rp787/KWh.*	15 tahun setelah COD/ *15 years after COD.*

45. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

b. Perjanjian Bidang Usaha Listrik (lanjutan)

i. Perjanjian Pembelian dan Pengalihan Tenaga Listrik (lanjutan)

45. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

b. Power Business Activities Agreements (continued)

i. Power Purchase and Transfer Agreements (continued)

Perusahaan/*Entity*	**Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement***	**Komitmen/*Commitment***	**Periode Kontrak/ *Contract Period***
PT Medco Ratch Power Riau ("MRPR")			
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	7 April 2017/ April 7, 2017	MRPR mengoperasikan pembangkit listrik tenaga gas berkapasitas 275 MW. Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik (PPA) mencakup pengaturan *take or pay* sebesar 60% dimana MRPR diharuskan untuk memasok dan PT PLN (Persero) diharuskan untuk membeli, minimal, 60% dari kapasitas pembangkit listrik. MRPR menanggung risiko dan bertanggung jawab atas konstruksi, operasi dan pemeliharaan dan risiko terkait kepemilikan lainnya dari fasilitas pembangkit listrik tenaga gas dan fasilitas pasokan gas. Setiap saat setelah penutupan keuangan sampai akhir PPA, PT PLN (Persero) dapat menggunakan opsi untuk membeli semua hak, kepemilikan dan kepentingan MRPR atas proyek tersebut sesuai harga yang ditentukan dalam kontrak. Segera setelah berakhirnya PPA, MRPR akan memindahkan fasilitas pembangkit listrik tenaga gas dan fasilitas pasokan gas dengan harga AS$1.000 kepada PT PLN (Persero) atau yang ditunjuk bebas dan bersih dari semua hakikat dan tanggungan/ *MRPR operates 275 MW Gas Fired power plant. The Power Purchase Agreement (PPA) includes a take or pay arrangement of 60% whereby MRPR is required to supply and PT PLN (Persero) is required to purchase, at the minimum, 60% of the power plant capacity. MRPR bears the risk and is responsible for the construction, operation and maintenance and other ownership-related risk of the gas fired power plant facilities and gas supply facilities. At any time after the financial close through the end of PPA, PT PLN (Persero) may exercise an option to purchase all of MRPR's right, title and interest in the project for the price as stipulated in the contract. Immediately upon the expiry of PPA, MRPR shall transfer the gas fired power plant and gas supply facilities with the price of US$1,000 to PT PLN (Persero) or its assignee free and clear of all liens and encumbrances.*	20 tahun/ *20 years*

45. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

b. Perjanjian Bidang Usaha Listrik (lanjutan)

i. Perjanjian Pembelian dan Pengalihan Tenaga Listrik (lanjutan)

45. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

b. Power Business Activities Agreements (continued)

i. Power Purchase and Transfer Agreements (continued)

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
PT Dalle Energy Batam ("DEB")			
PT Pelayanan Listrik Nasional Batam	20 Mei 2005; terakhir diubah pada tanggal 27 Juli 2018/ *May 20, 2005; last amendment dated July 27, 2018*	DEB diharuskan untuk mendanai, membangun dan mengoperasikan 2 unit Gas Turbin Generator (SCPP) dan 2 unit chiler (SCPP) dan steam turbine generator (CCPP). Berdasarkan Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik, PLN Batam memiliki pilihan untuk membeli proyek kapan saja selama masa Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik sepanjang DEB dan PLN Batam menyetujui pembelian proyek/ *DEB is required to fund, operate and maintain 2 units of Gas Turbine Generator (SCPP) and 2 units of chiller and steam turbine generator (CCPP). Under the Power Purchase Agreement, PLN Batam has the option to purchase DEB's project anytime during the term of the Power Purchase Agreement provided that DEB and PLN Batam on the purchase of the project.*	15 tahun dari 25 Maret 2010 (Sampai dengan 24 Maret 2025)/ *15 years from March 25, 2010 (Until March 24, 2025).*
PT Mitra Energi Batam ("MEB")			
PT Pelayanan Listrik Nasional Batam	29 April 2004; terakhir diubah pada tanggal 27 Juli 2018/ *April 29, 2004; last amendment dated 27 Juli 2018*	MEB diharuskan untuk mendanai, mengoperasikan dan memelihara proyek 2 Gas Turbin Generator (SCPP) dan 2 unit chiler (SCPP) dan steam turbine generator (CCPP). Berdasarkan Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik, PLN Batam memiliki pilihan untuk membeli proyek kapan saja selama masa Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik sepanjang MEB dan PLN Batam menyetujui pelaksanaan jual beli proyek/ *MEB is required to fund, operate and maintain 2 units of Gas Turbine Generator (SCPP) and 2 units of chiller and steam turbine generator (CCPP). Under the Power Purchase Agreement, PLN Batam has the option to purchase the project anytime during the term of the Power Purchase Agreement provided that MEB and PLN Batam agree on the purchase of project.*	20 tahun dari tahun 2014/ *20 years from 2014.*
PT Energi Listrik Batam ("ELB")			
PT Pelayanan Listrik Nasional Batam	15 Oktober 2012; terakhir diubah pada tanggal 16 Oktober 2017/ *October 15, 2012; last amendment dated October 16, 2017;*	ELB diharuskan untuk mendanai, mengoperasikan dan memelihara proyek 2 Gas Turbin Generator (SCPP). PLN Batam memiliki pilihan untuk membeli proyek kapan saja selama masa Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik sepanjang ELB dan PLN Batam menyetujui pelaksanaan jual beli proyek./ *ELB is required to fund, operate and maintain 2 Gas Turbine Generator (SCPP). Under the Power Purchase Agreement, PLN Batam has the option to purchase the project anytime during the term of the Power Purchase Agreement provided that ELB and PLN Batam agree on the purchase of project.*	20 tahun dari tahun 2016/ *20 years from 2016.*
PT Energi Prima Elektrika ("EPE")			
PT Prima Layanan Nasional Enjiniring ("PT PLN-E") dan PT PLN (Persero) Wilayah Sumatera Selatan, Jambi dan Bengkulu ("PT PLN WS2JB")	10 November 2004; terakhir diubah pada tanggal 12 Juni 2019/ *November 10, 2004; last amendment dated June 12, 2019*	Semua hak dan kewajiban PT PLN-E berdasarkan Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik yang ditandatangani antara PT PLN-E dan PT PLN WS2JB dialihkan ke EPE. EPE diharuskan mendanai, membangun dan mengoperasikan proyek Gas Turbin Generator ("GTG")/ *All rights and obligations of PT PLN-E under the Power Purchase Agreement entered into between PT PLN-E and PT PLN WS2JB were transferred to EPE. EPE is required to fund, establish and operate the Gas Turbine Generator ("GTG").*	20 tahun dengan perpanjangan tahunan atas persetujuan kedua belah pihak/ *20 years subject to annual extension upon approval by both parties.*

45. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

b. Perjanjian Bidang Usaha Listrik (lanjutan)

ii. Perjanjian Operasi dan Pemeliharaan

45. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

b. Power Business Activities Agreements (continued)

ii. Operation and Maintenance Agreements

Perusahaan/*Entity*	**Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement***	**Komitmen/*Commitment***	**Periode Kontrak/ *Contract Period***
PT Multidaya Prima Elektrindo ("MPE")			
PT Prima Layanan Nasional Enjiniring ("PT PLN-E") dan PT PLN (Persero) Wilayah Sumatera Selatan, Jambi dan Bengkulu ("PT PLN WS2JB")	1 Juni 2004; terakhir diubah tanggal 3 Mei 2019/ *June 1, 2004; last amendment dated May 3, 2019*	Semua hak dan kewajiban PT PLN-E berdasarkan Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik yang ditandatangani antara PT PLN-E dan PT PLN WS2JB dialihkan ke MPE. MPE diminta untuk mendanai, membangun dan mengoperasikan proyek Gas Turbin Generator ("GTG") dengan kapasitas 12MW/ *All rights and obligations of PT PLN-E under the Power Purchase Agreement entered into between PT PLN-E and PT PLN WS2JB were transferred to MPE. MPE is required to fund, establish and operate the Gas Turbine Generator ("GTG") with capacity of 12MW.*	20 tahun dengan perpanjangan tahunan atas persetujuan kedua belah pihak/ *20 years subject to annual extension upon approval by both parties.*
PT TJB Power Services (TJBPS)			
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	9 Juni 2005; terakhir diubah pada tanggal 27 Januari 2016/ *June 9, 2005; last amendment dated January 27, 2016*	Konsorsium dari PT Medco Energi Internasional Tbk-Fortum Service Oy (Medco Fortum) menandatangani *Operation & Maintenance Agreement* (*O&M Agreement*) dengan PLN. Medco Fortum ditunjuk sebagai operator pembangkit listrik tenaga batu bara berkapasitas 2x660 MW. Pada tanggal 27 September 2005, Medco-Fortum, MPI dan PLN menandatangani Amandemen Perjanjian No. 1 untuk *O&M Agreement* dimana para pihak sepakat untuk memasukkan MPI sebagai salah satu pihak dalam *O&M Agreement* dan sebagai operator awal proyek sampai perusahaan yang bertujuan khusus ("SPC") untuk mengoperasikan pembangkit listrik tenaga tersebut didirikan. Pada tahun 2006, TJBPS didirikan sebagai SPC/ *The Consortium of PT Medco Energi Internasional Tbk-Fortum Service Oy (Medco Fortum) signed an Operation & Maintenance Agreement (O&M Agreement) with PLN. Medco Fortum is appointed as the operator of the 2x660 MW coal fired power station. On September 27, 2005, Medco Fortum, MPI, and PLN entered into an amendment and agreed to include MPI as one of the parties to the O&M Agreement and the initial operator of the project until the special purpose company ("SPC") to operate the coal fired power station is established. In 2006, TJBPS was established as the SPC.*	24 tahun/ *24 years*

45. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

b. Perjanjian Bidang Usaha Listrik (lanjutan)

ii. Perjanjian Operasi dan Pemeliharaan (lanjutan)

45. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

b. Power Business Activities Agreements (continued)

ii. Operation and Maintenance Agreements (continued)

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
PT TJB Power Services (TJBPS) (lanjutan/*continued*)			
Konsorsium Fortum Service Oy dan Enprima Oy, konsorsium yang didirikan berdasarkan hukum Finlandia ("Penyedia MTS"), Medco-Fortum ("Operator"), sebuah konsorsium yang didirikan berdasarkan hukum Indonesia/ *The Consortium of Fortum Service Oy and Enprima Oy, a consortium established under laws of Finland ("MTS Providers"), Medco-Fortum ("Operator"), the consortium established under the laws of Indonesia*	10 Juni 2005; terakhir diubah tanggal 27 Mei 2015/ *June 10, 2005; last amendment dated May 27, 2015*	Penyedia MTS harus menyediakan jasa manajemen dan dukungan teknis untuk proyek Tanjung Jati B dengan total biaya mobilisasi sebesar AS$7.602.288 dan biaya operasi sebesar AS$23.653.500 (biaya dasar) ditambah penyesuaian yang tercantum dalam kontrak dan 25% biaya insentif tahunan yang disetujui oleh PLN. Pada tanggal 27 Mei 2015, para pihak menandatangani amandemen perjanjian dimana, kedua belah pihak setuju untuk memperpanjang perjanjian untuk lima tahun ke depan mulai Juni 2015. Penyedia MTS akan tetap menyediakan jasa manajemen dan dukungan teknis untuk proyek Tanjung Jati B dengan total biaya AS$8.530.928 (biaya dasar) ditambah penyesuaian yang tercantum dalam kontrak dan 20% dari biaya insentif tahunan yang disetujui oleh PLN/ *MTS providers shall provide management and technical support services to Tanjung Jati B Project for total mobilization fee of US$7,602,288 and operating fee of US$23,653,500 (base fee) plus adjustments as stated in the contract and 25% of annual incentive fee approved by PLN. On May 27, 2015, the parties entered into an amendment of MTS agreement, whereby both parties agreed to extend the agreement for the next five years starting June 2015. MTS Provider will continue to provide management and technical support service to Tanjung Jati B Project for a total minimum operating fee of US$8,530,928 (base fee) plus adjustment stated in the contract and 20% of annual incentive fee approved by PLN.*	15 tahun/ *15 years*
PT Mitra Energi Batam ("MEB")			
PT Pelayanan Listrik Nasional Batam	20 Desember 2016; terakhir diubah pada tanggal 30 Desember 2019/ *December 20, 2016; last amendment dated December 30, 2019.*	MEB setuju untuk memberikan layanan operasional dan perawatan ke PLN Batam untuk mendukung operasional Mobile Power Plant (MPP) 20x25 MW/ *MEB agreed to provide operational and maintenance services to PLN Batam to support the operation of Mobile Power Plant (MPP) 20x25 MW.*	1 tahun/*1 year*
PT Medco Geothermal Sarulla ("MGS")			
Sarulla Operation, Ltd. ("SOL")	29 September 2016/ *September 29, 2016*	Perjanjian operasi dan pemeliharaan dengan SOL untuk Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi Sarulla/ *Operation and Maintenance agreement with SOL for Sarulla Geothermal Power Facilities.*	6 tahun sejak 1 September 2018 atau tanggal operasi komersial Namora I Langit 2 ("NIL2"), mana yang terjadi terlebih dulu/ *6 years from September 1, 2018 or commercial operation date of Namora I Langit 2 ("NIL2"), whichever occurs first.*

45. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

b. Perjanjian Bidang Usaha Listrik (lanjutan)

iii. Perjanjian Jual Beli Gas

45. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

b. Power Business Activities Agreements (continued)

iii. Gas Sale and Purchase Agreements

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
PT Dalle Energy Batam ("DEB")			
PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk ("PGN")	27 Desember 2005; terakhir diubah pada tanggal 29 Oktober 2018/ *December 27, 2005; last amendment dated October 29, 2018* Diakhiri pada tanggal 1 May 2019/ *Terminated on May 1, 2019*	PGN setuju untuk menyediakan dan mengirimkan gas ke pembangkit listrik DEB. Konsumsi gas minimum dan maksimum per bulan adalah 5 BBTU dan 7 BBTU per hari untuk periode 1 Oktober 2014 sampai dengan 31 Agustus 2019. Harga gas yang akan dikenakan PGN kepada DEB adalah sebesar AS$3,84/MMBTU dan Rp605/M3 sampai penggunaan gas sebesar 18,77 BBTUD dan AS$4,22/MMBTU dan Rp700/M3 untuk pemakaian gas sebesar 18,77 BBTUD sampai dengan 27,26 BBTUD mulai 1 Juli 2010/ *PGN agreed to provide and deliver gas to DEB's power plant. The minimum and maximum gas consumption per month is 5 BBTU and 7 BBTU per day for the period from October 1, 2014 up to August 31, 2019. The gas price to be charged by PGN to DEB is US$3.84/MMBTU and Rp605/M3 until the gas usage of 18.77 BBTUD and US$4.22/MMBTU and Rp700/M3 for gas usage from 18.77 BBTUD until 27.26 BBTUD, starting July 1, 2010.*	2 tahun, dapat diperpanjang untuk 6 tahun berikutnya. Pada tahun 2015, kontrak diperpanjang hingga 31 Agustus 2019/ *2 years, can be extended for another 6 years. In 2015, contract was extended up to August 31, 2019.*
PT Energi Prima Elektrika ("EPE")			
PT Pertamina EP	30 Mei 2006/ *May 30, 2006*	PT Pertamina EP setuju untuk menyediakan dan mengirimkan gas ke pembangkit listrik EPE. Harga gas EPE periode 1 Januari 2018 s/d 31 Desember 2018 per MMBTU sebesar 8% x ICP atau setara dengan AS$0,49/ *PT Pertamina EP agreed to provide and deliver gas to EPE's power plant. The gas price for EPE plant for the period January 1, 2018 until December 31, 2018 is 8% x ICP or equivalent to US$0.49 per MMBTU.*	10 tahun, dalam proses perpanjangan kontrak/ *10 years, contract extension in progress*
PT Multidaya Prima Elektrindo ("MPE")			
PT Pertamina EP	30 Mei 2008/ *May 30, 2008*	PT Pertamina EP setuju untuk memberikan dan mengirimkan gas ke pembangkit listrik MPE. Harga gas MPE ditentukan berdasarkan keputusan Menteri ESDM No. 2753/13/MEM.M/2018 tanggal 24 April 2018 periode 1 Januari 2019 sampai dengan 31 Desember 2021 sebesar (8% x ICP) + AS$0.07/ *PT Pertamina EP agreed to provide and deliver gas to MPE's power plant. The MPE gas price is determined in accordance with Ministry of Energy and Mineral Resources Decree No. 2753/13/MEM.M/2018 dated April 24, 2018 for the period January 1, 2019 until December 31, 2021 is (8% x ICP) + US$0.07.*	10 tahun, dalam proses perpanjangan kontrak/ *10 years, contract extension in progress*
PT Universal Batam Energy ("UBE")			
Premier Oil, Natuna 1 BV ("Natuna 1"), Natuna 2 B.V. ("Natuna 2"), KUFPEC Indonesia (Natuna) B.V.	15 April 2008/ *April 15, 2008*	Premier Oil, Natuna 1, Natuna 2 dan Natuna setuju untuk menjual dan UBE setuju untuk membeli gas sebesar 20 BBTUD dari cadangan yang dilakukan dan dari sumber lain milik penjual gas/ *Premier Oil, Natuna 1, Natuna 2, and Natuna agreed to sell and UBE agreed to purchase gas 20 BBTUD from committed reserves and from other sources of gas sellers.*	15 tahun / *15 years*

45. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

b. Perjanjian Bidang Usaha Listrik (lanjutan)

iv. Perjanjian Pembebasan Lahan

45. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

b. Power Business Activities Agreements (continued)

iv. Land Acquisition Agreements

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
PT Nawakara Energi Sumpur ("NES")			
PT Data Lintas Persada ("DLP")	2 Mei 2014; terakhir diubah pada tanggal 20 September 2016/ *May 2, 2014; last amendment dated September 20, 2016*	Kontrak pembebasan lahan untuk proyek PLTM Sumpur dengan total biaya Rp14 miliar/ *Land acquisition agreement for PLTM Sumpur project with total cost of Rp14 billion.*	Tidak disebutkan secara spesifik/ *Not specifically mentioned*

v. Perjanjian Jasa Kontrak

v. Contractual Service Agreements

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
PT Energi Listrik Batam			
PT General Electric Operations Indonesia ("GEOI")	28 Desember 2012/ *December 28, 2012*	Perjanjian Jasa Kontrak dengan GEOI dimana GEOI setuju untuk menyediakan layanan pemeliharaan rutin jangka panjang untuk mendukung proyek GTG/ *Contractual Service Agreement with GEOI whereby GEOI agreed to provide long-term routine maintenance services to support the GTG Project.*	20 tahun sejak tanggal mulai pemeliharaan/ *20 years from the maintenance start date*
PT Enviromate Technology International ("ETI")	29 Juni 2015/ *June 29, 2015*	Perjanjian Sewa dengan ETI dimana ETI setuju untuk menyewakan 2 unit kompresor booster kwangshin. ELB setuju untuk membayar AS$55.000 untuk 2 unit kompresor booster kwangshin/ *Rental Agreement with ETI whereby ETI agreed to lease 2 units of kwangshin booster compressors. ELB agreed to pay rental of US$55,000 for the 2 units of kwangshin booster compressors.*	2 tahun/ *2 years*

vi. Perjanjian Operasi Bersama Projek Sarulla Geothermal

vi. Joint Operation Contract of Sarulla Projects

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
PT Medco Geopower Sarulla ("MGeoPS")			
OrSarulla Inc ("Ormat"), Sarulla Power Asset Ltd ("Itochu"), Kyuden Sarulla Pte. Ltd., ("Kyuden") dan/*and* Sarulla Operation Ltd ("SOL" atau/*or* "Operator")	27 Desember 2007/ *December 27, 2007*	Melaksanakan Grup Kontraktror Pengendalian Bersama (GKPB) dengan entitas lain untuk proyek Sarulla Geothermal Operation untuk: 1. Eksplorasi dan eksploitasi sumber energi panas bumi; 2. Pembangkit listrik dari sumber daya tersebut; dan 3.Penjualan listrik ke PLN dengan harga AS$0,0679/KWh/ *Joint Operation Contract ("JOC") with other entites on Sarulla Geothermal Projects for: 1. Exploration and exploitation of geothermal energy resources; 2. Generate the electricity from those resources; and 3. Sale of electricity to PLN at price US$0.0679/KWh.*	1. 360 bulan dimulai pada masa produksi awal untuk pengiriman listrik. 2. 504 bulan sejak tanggal efektif untuk GKPB/ *1. 360 months commencing on the initial production period for delivery of electricity. 2. 504 months from the effective date for JOC.*

45. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

b. Perjanjian Bidang Usaha Listrik (lanjutan)

vii. Perjanjian Teknis, Pengadaan, dan Konstruksi

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
Medco Ratch Power Riau ("MRPR")			
Riau IPP Joint Operation dan/*and* Lotte Engineering & Construction Co. Ltd.	20 Agustus 2018/ *August 20, 2018*	MRPR telah menandatangani perjanjian kontrak, desain, perekayasaan, pengadaan, pendirian/ konstruksi, kontrak pengujian dan pengetesan untuk Proyek Pembangkit Tenaga Listrik Tenaga Gas Riau 275 MW/ *MRPR has signed design, engineering, procurement, erection/construction, commissioning and testing contract for 275 MW Riau Gas-Fired Power Plant.*	Tidak disebutkan secara spesifik/ *Not specifically mentioned*

viii. Perjanjian Pengadaan Suku Cadang dan Pemeliharaan

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
PT Mitra Energi Batam ("MEB")			
PT PLN (Persero) Pembangkitan dan Penyaluran Kalimantan ("PLNPPK")	9 April 2018; diubah terakhir tanggal 7 Desember 2018/ *April 9, 2018; last amendment dated December 7, 2018*	MEB setuju untuk menyediakan pengadaan *sparepart* dan inspeksi penuh GT Unit 1 PLTGU Tanjung Batu/ *MEB agreed to provide procurement of spare parts and full life inspection of GT Unit 1 PLTGU Tanjung Batu.*	Tidak disebutkan secara spesifik/ *Not specifically mentioned*

ix. Kontrak Pengeboran Panas Bumi

Perusahaan/*Entity*	Tanggal Perjanjian/ *Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
PT Medco Geopower Sarulla ("MGeoPS")			
PT Halliburton Logging Services Indonesia ("Halliburton")	3 Oktober 2013/ *October 3, 2013*	Halliburton sepakat untuk menyediakan unit pengeboran dan peralatan lainnya, melakukan pekerjaan sipil dan melengkapi fasilitas pengujian dengan baik untuk Sarulla Operation Limited dengan harga kontrak sebesar AS$230.000.000/ *Halliburton agreed to provide drilling units and other equipment, perform civil works, and complete well-testing facilities for the Sarulla Operation Limited for a contract price of US$230,000,000.*	Tidak disebutkan secara spesifik/ *Not specifically mentioned*

45. *SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)*

b. *Power Business Activities Agreements (continued)*

vii. Engineering, Procurement, and Construction Contract

viii. Sparepart Procurement and Maintenance Agreement

ix. Geothermal Drilling Contract

45. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

c. Perjanjian Lain-lain

i. *Aircraft Purchase and Sale Agreement*

Pada tanggal 24 Agustus 2018, Fortico International Limited, entitas yang secara tidak langsung dimiliki seluruhnya oleh Perusahaan, menandatangani *Aircraft Purchase and Sale Agreement* dengan Team Aero, LLC senilai AS$750.000. Penerimaan kas dari Team Aero, LLC atas transaksi penjualan aset tetap ini diterima pada tanggal 21 September 2018 sebesar AS$769.000 yang terdiri dari *purchase price* sebesar AS$750.000 ditambah dengan *check flight and delivery flight fee* sebesar AS$20.000 dikurangi dengan *escrow agent fee* dan lain-lain sebesar AS$1.000.

ii. Perjanjian Penyediaan Jasa Bisnis

Pada tanggal 15 Mei 2017, Perusahaan menandatangani *Business Service Agreement* dengan PT Medco Daya Abadi Lestari dan grup ("MDAL"). Perusahaan akan memberikan bantuan penyediaan jasa bisnis untuk MDAL, termasuk jasa akuntansi, jasa keuangan, jasa perbendaharaan, jasa perencanaan, bantuan hukum, dan aktivitas operasional lainnya yang terkait dengan bisnis entitas anak MDAL. Perjanjian ini sudah diterminasi pada tanggal 6 Agustus 2018.

iii. Perjanjian Manajemen Investasi Portofolio

Perusahaan mengadakan perjanjian manajemen investasi portofolio dengan Bank of Singapore (bertindak sebagai "Manajer Investasi"), dimana Perusahaan menunjuk Manajer Investasi untuk menginvestasi dan mengelola portofolio Perusahaan. Berdasarkan perjanjian tersebut, portofolio investasi terdiri dari kas dan instrumen keuangan dalam bentuk saham yang diperdagangkan, surat-surat berharga, reksadana dan efek lainnya.

Berdasarkan perjanjian, Manajer Investasi harus melaporkan nilai aset neto dari portofolio investasi setiap bulan kepada Perusahaan. Manajer Investasi berhak atas imbalan manajemen dari Nilai Aset Neto portofolio investasi.

45. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Other Agreements

i. Aircraft Purchase and Sale Agreement

On August 24, 2018, Fortico International Limited, wholly-owned indirect subsidiary of Company, signed Aircraft Purchase and Sale Agreement with Team Aero, LLC for US$750,000. The cash proceeds from Team Aero, LLC related to sale of property and equipment has been received on September 21, 2018 amounting to US$769,000 which consist of purchase price amounting to US$750,000 plus check flight and delivery flight fee amounting to US$20,000 deducted with escrow agent fee and others amounting to US$1,000.

ii. Business Service Agreement

On May 15, 2017, the Company entered into Business Service Agreement with PT Medco Daya Abadi Lestari and its group ("MDAL"). The Company will assist in providing business services for MDAL covering accounting, corporate finance, corporate treasury, corporate planning, legal, and other operational activities related to the business of MDAL's subsidiaries. This agreement has been terminated on August 6, 2018.

iii. Portfolio Investment Management Agreement

The Company entered into portfolio investment management agreements with Bank of Singapore (acting as "Fund Manager"), whereby the Company appointed this Fund Manager to invest and manage the Company's investment portfolio. Based on such agreements, the investment portfolio will consist of cash and financial instruments, in the form of traded shares of stocks, commercial papers, mutual fund units and other marketable securities.

Under the agreements, the Fund Manager is required to report the net asset value of the Company's respective investment portfolios every month under its management. The Fund Manager is entitled to management fee based on the Net Asset Value of the investment portfolio.

45. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

c. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

iii. Perjanjian Manajemen Investasi Portofolio (lanjutan)

Pada tanggal 21 November 2018. perjanjian ini telah dialihkan dari Bank of Singapore ke UBS AG.

Jumlah aset neto dari dana Perusahaan yang dikelola oleh para Manajer Investasi tersebut pada tanggal 31 Desember 2019 dan 2018 masing-masing sebesar AS$21.915.647 dan AS$21.660.422. Investasi ini disajikan sebagai bagian dari "Investasi Jangka Pendek" dalam laporan posisi keuangan konsolidasian (Catatan 5).

iv. Perjanjian Pengangkutan Gas Melalui Pipa

Pada tanggal 10 Desember 2014, PT Mitra Energi Gas Sumatera ("MEGS") melakukan perjanjian tripartit dengan PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dan PT Medco E & P Lematang ("MEPL") terkait pemanfaatan jalur transmisi pipa atas pengangkutan gas bumi dari Lapangan Singa di Blok Lematang ke Stasiun Gunung Megang dengan jumlah gas yang diangkut sebesar 36.661 MMSCF untuk jasa transportasi gas sebesar AS$0,45/MSCF hingga April 2017. Dalam perjanjian ini, MEGS sebagai pihak yang mengoperasikan pipa dan melakukan transportasi gas bumi.

Pada tanggal 19 September 2017, MEGS, entitas anak yang dimiliki seluruhnya, menandatangani Amandemen Perjanjian Pengangkutan Gas Bumi dari Lapangan Singa di Blok Lematang ke Stasiun Gunung Megang Station dengan MEPL dan PLN.

45. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Other Agreements (continued)

iii. Portfolio Investment Management Agreement (continued)

On November 21, 2018, this agreement has been transferred from Bank of Singapore to UBS AG.

The total net asset value of the Company's funds managed by the Fund Manager as of December 31, 2019 and 2018 amounted to US$21,915,647 and US$21,660,422, respectively. These investments are presented as part of "Short-term Investments" in the consolidated statements of financial position (Note 5).

iv. Gas Transportation Agreement Through Pipes

On December 10, 2014, PT Mitra Energi Gas Sumatera ("MEGS") entered into a tripartite agreement with PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) and PT Medco E & P Lematang ("MEPL") related to the usage of the transmission pipeline for the transportation of natural gas from Singa Field in Lematang Block to Megang Mountain Station with total gas of 36,661 MMSCF for a gas transportation service fee of US$0.45/MSCF until April 2017. Under this agreement, MEGS is the operator of the pipeline and transport natural gas.

On September 19, 2017, MEGS, a wholly-owned subsidiary, signed a Gas Transportation Amendment Agreement from Lapangan Singa in Lematang Block to Gunung Megang Station with MEPL and PLN.

45. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

c. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

iv. Perjanjian Pengangkutan Gas Melalui Pipa (lanjutan)

Sesuai keputusan rapat dengan BPH Migas, penetapan tarif transportasi pipa untuk ruas Gunung Megang ke Singa Station adalah AS$0,20/MSCF dan berlaku sejak 1 Januari 2016 sampai dengan tanggal 31 Agustus 2020 atau pada saat telah terpenuhinya jumlah penyaluran gas bumi oleh MEPL.

v. *Plan of Development* (POD) Bengara-I

Pada tanggal 22 Maret 2013, Kementerian ESDM melalui suratnya telah memberikan persetujuan POD pertama lapangan South Sebuku Wilayah Kerja Bengara-I. Apabila PT Medco E & P Bengara tidak melaksanakan kegiatan sesuai dengan rencana pengembangan lapangan dalam jangka waktu 5 (lima) tahun sejak persetujuan ini, maka PSC untuk Wilayah Kerja Bengara-I wajib dikembalikan kepada pemerintah. Tetapi dalam perkembangannya, PLN sebagai pembeli Utama dalam Rencana Pengembangan yang disetujui tersebut, menyatakan tidak bisa menerima atau mengambil gas yang dihasilkan oleh Lapangan South Sebuku ini karena alasan tidak ada kebutuhan permintaan akan tenaga listrik. Sehingga, rencana pengembangan lapangan tersebut tidak bisa dilakukan.

Pada tanggal 5 Maret 2018, Direktur Utama PT Medco E & P Bengara (“MEPB”) mengirimkan surat kepada Kepala SKK Migas perihal permohonan kebijakan perpanjangan jangka waktu pelaksanaan POD-I South Sebuku, Wilayah Kerja Bengara I, Kalimantan Utara.

45. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Other Agreements (continued)

iv. Gas Transportation Agreement Through Pipes (continued)

As decided on a meeting with BPH Migas, the agreed tariff for pipeline from Gunung Megang to Singa Station is US$0.20/MSCF and is valid from January 1, 2016 to August 31, 2020 or when the distribution of natural gas is achieved by MEPL.

v. Plan of Development (POD) Bengara-I

On March 22, 2013, the Ministry of Energy and Mineral Resources (ESDM) in its letter has given approval to the first POD in South Sebuku Field Bengara-I Work Area. If PT Medco E & P Bengara does not perform the activities as per Field Development Planning within 5 (five) years from this approval date, then the PSC for Bengara-I Work Area has to be relinquished to the Government. Yet, over time, PLN as the only gas buyer states that PLN cannot absorb such gas because there is no power demand within the area. Hence, the development plan cannot be carried out as planned.

On March 5, 2018, the President Director of PT Medco E & P Bengara (“MEPB”) sent a letter to the Head of SKK Migas requesting the extension of the implementation period of POD-I South Sebuku, Field Bengara I, North Kalimantan.

45. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

c. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

v. *Plan of Development* (POD) Bengara-I (lanjutan)

Pada tanggal 21 September 2018, MEPB dan SKK Migas telah melakukan pertemuan untuk membahas monitoring POD dan perkembangan Proyek Pengembangan Lapangan South Sebuku, Wilayah Kerja Bengara-I ("Proyek"). Pada tanggal 26 September 2018, MEPB telah mengirimkan surat kepada SKK Migas perihal rincian jadwal Proyek untuk permohonan perpanjangan POD-I South Sebuku, Wilayah Kerja Bengara I, Kalimantan Utara.

Sampai dengan tanggal penyelesaian laporan keuangan, tanggapan secara formal dari SKK Migas atas pengajuan perpanjangan POD Lapangan South Sebuku ini belum diterima. Tetapi dalam rapat-rapat *monitoring Work Program and Budget* (*WP&B)* dan rapat penyusunan WP&B tahunan, SKK Migas mendorong PT Medco E & P Bengara untuk terus melakukan usaha-usaha monetisasinya.

vi. Jasa Pendukung Pengeboran Minyak dan Gas Bumi

(a) Pada tahun 2017, EPI sepakat untuk menyediakan Jasa Penyediaan dan Pengoperasian 1 (satu) unit rig berkapasitas 350 HP selama 2 tahun kepada PT Pertamina EP Asset 2. Nilai kontrak tersebut adalah sebesar Rp39.991.924.546 dengan jangka waktu perjanjian 9 Maret 2017 hingga 27 Mei 2019.

Pada tanggal 11 Maret 2019, EPI dan PT Pertamina EP Asset 2 menandatangani amandemen I untuk menambah nilai kontrak menjadi Rp49.989.905.683 dan menambah jangka waktu kontrak sampai dengan tanggal 28 Maret 2020.

Pada tanggal 5 November 2019, EPI dan PT Pertamina EP Asset 2 menandatangani kontrak dengan nilai kontrak sebesar Rp38.011.011.000 dan jangka waktu kontrak sampai dengan tanggal 28 February 2022.

45. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Other Agreements (continued)

v. Plan of Development (POD) Bengara-I (continued)

On September 21, 2018, MEPB and SKK Migas has met to discuss POD monitoring and development of South Sebuku, Field Bengara-I Project ("Project"). On September 26, 2018, MEPB sent a letter to SKK Migas related to the detail schedule of the Project for requesting extension of the implementation period of POD-I South Sebuku, Field Bengara I, North Kalimantan.

Until the date of completion of consolidated financial statements, formal response from SKK Migas regarding the POD extension proposal of the South Sebuku Field has not been received. However, during annual meetings of Work Program and Budget (WP&B) discussion and annual meetings of WP&B monitoring with SKK Migas, SKK Migas keeps asking PT Medco E & P Bengara to continue its monetization efforts.

vi. Oil and Gas Drilling Support Services

(a) In 2017, EPI agreed to rent out and operate 1 (one) unit rig with capacity of 350 HP for 2 years to PT Pertamina EP Asset 2. The contract value is Rp39,991,924,546 with contract term from March 9, 2017 until May 27, 2019.

On March 11, 2019, EPI and PT Pertamina EP Asset 2 signed amendment I to increase contract value to Rp49,989,905,683 and extend the contract term until March 28, 2020.

On November 5, 2019, EPI and PT Pertamina EP Asset 2 signed contract with contract value of Rp38,011,011,000 and extend the contract term until February 28, 2022.

45. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

c. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

vi. Jasa Pendukung Pengeboran Minyak dan Gas Bumi (lanjutan)

(b) Efektif tanggal 13 Juni 2017, EPI sepakat untuk menjual dua unit rig berkapasitas 450 HP kepada Biyaq Oilfield Services LLC ("BOS") dengan harga total AS$2.144.000. Jumlah tersebut akan diterima secara penuh oleh EPI pada Juli 2019 melalui pembayaran cicilan per bulan sebesar AS$112.843 yang dimulai pada 1 Januari 2018. EPI dan BOS sepakat untuk melunaskan pembayaran harga jual paling akhir pada tanggal 31 Juli 2019.

Pada bulan Maret 2018, EPI dan BOS menyutujui amandemen I perjanjian jual beli rig untuk mengubah tanggal permulaan pembayaran cicilan dan tanggal penyelesaian. Tanggal permulaan pembayaran cicilan diubah dari 1 Januari 2018 menjadi 1 April 2018 dan tanggal pelunasan pembayaran cicilan diubah dari 31 Juli 2019 menjadi 31 Desember 2019.

(c) Pada tanggal 20 November 2018, EPI, PT Medco E & P Malaka, dan Triangle Pase Inc (TPI) menandatangani pemanfaatan bersama kontrak rental minimum 1500 HP Drilling Rig di Blok A sampai dengan 20 Maret 2019. TPI bermaksud untuk memanfaatkan kontrak dengan perkiraan nilai sebesar AS$2.214.025 dari total nilai kontrak awal yang disepakati oleh EPI dan PT Medco E & P Malaka pada tanggal 21 Maret 2017 sebesar AS$18.030.320.

Pada tanggal 21 November 2018, EPI dan PT Medco E & P Malaka menandatangani amandemen perjanjian untuk menambah nilai kontrak menjadi AS$20.242.617, menambah jangka waktu kontrak sampai dengan tanggal 20 Maret 2020, dan menambahkan TPI sebagai salah satu pihak dalam kontrak ini.

45. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Other Agreements (continued)

vi. Oil and Gas Drilling Support Services (continued)

(b) Effective on June 13, 2017, EPI agreed to sell two units of rig with capacity of 450 HP to Biyaq Oilfield Services LLC ("BOS") with total selling price amounting to US$2,144,000. The selling price will be fully received by EPI in July 2019 through monthly installments amounting to US$112,843 starting on January 1, 2018. EPI and BOS agreed to fully pay the selling price at the latest on July 31, 2019.

In March 2018, EPI and BOS agreed on the first amendment of rig sales and purchase agreement to modify the start date of first installment and completion date. Starting date of first installment was modified from January 1, 2018 to April 1, 2018 and installment payment was modified from July 31, 2019 to December 31, 2019.

(c) On November 20, 2018, EPI, PT Medco E & P Malaka, and Triangle Pase Inc (TPI) signed joint-utilization rental contract of minimum 1500 HP Drilling Rig in Block A until March 20, 2019. TPI intended to utilize the contract with estimated value of US$2,214,025 from initial contract value agreed by EPI and PT Medco E & P Malaka on March 21, 2017 in the amount of US$18,030,320.

On November 21, 2018, EPI and PT Medco E & P Malaka signed the amendment to increase contract value to US$20,242,617, extend the contract term until March 20, 2020, and add TPI as a party in this contract.

45. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

c. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

vi. Jasa Pendukung Pengeboran Minyak dan Gas Bumi (lanjutan)

(d) Pada tahun 2018, EPI dan PT Antareja Resources menandatangani perjanjian jasa sewa menyewa rig #AR 09 2000 HP untuk lima (5) proyek, yaitu proyek Blok A, Pase, Ijen, Matang, dan Rambutan dengan jangka waktu mulai dari 1 Maret 2018 sampai dengan 31 Desember 2020.

vii. Transaksi Minyak Mentah

(a) Pada tanggal 1 Mei 2017, Perusahaan melalui entitas anak yang secara tidak langsung dimiliki sepenuhnya, FEET, menandatangani PJB Minyak Mentah dengan Lukoil Asia Pasific Pte Ltd ("LAP"), perusahaan yang berdomisili dan berlokasi di Singapura, untuk penjualan dan pengiriman minyak mentah ke LAP, dengan jangka waktu 24 bulan sampai dengan 30 April 2019. Harga minyak yang ditetapkan di dalam perjanjian berdasarkan ICP dari SLC termasuk dengan premi tetap per barel sesuai dengan yang ditetapkan di dalam perjanjian.

Pada PJB Minyak Mentah tersebut, pembayaran dari LAP ke FEET dibayarkan dengan mekanisme uang muka, sesuai dengan syarat dan ketentuan yang disetujui oleh kedua belah pihak. Jumlah uang muka yang tercantum dengan PJB Minyak Mentah adalah sebesar AS$150 juta. Pada tanggal 12 Juni 2017, FEET telah menerima pembayaran uang muka pertama sebesar AS$80 juta untuk penjualan dan pengiriman minyak mentah selama dua belas bulan. Jumlah yang diterima dicatat pada akun "Uang Muka dari Pelanggan" dalam laporan keuangan konsolidasian (Catatan 20). Pada tanggal 27 Oktober 2017, FEET telah menerima pembayaran uang muka kedua sebesar AS$70 juta.

45. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Other Agreements (continued)

vi. Oil and Gas Drilling Support Services (continued)

(d) In 2018, EPI and PT Antareja Resources signed rig #AR 09 2000 HP rental agreement for five (5) projects, which are Block A, Pase, Ijen, Matang and Rambutan projects with contract term starting from March 1, 2018 until December 31, 2020.

vii. Crude Oil Transactions

(a) On May 1, 2017, the Company through its wholly-owned indirect subsidiary, FEET, signed the Crude Oil Sales and Purchase Agreement ("COSPA") with Lukoil Asia Pacific Pte Ltd ("LAP"), a company incorporated and located in Singapore, for the sales and delivery of crude oil to LAP, with term of agreement of 24 months until April 30, 2019. The price of the oil covered in the agreement is based on ICP of SLC including fixed premium per barrel as stated in the agreement.

Under the COSPA, the payment of LAP to FEET is made by way of an advance payment mechanism, subject to terms and conditions that are mutually agreed by both parties. The total advance payment under the COSPA is US$150 million. On June 12, 2017, FEET received the first advance payment amounting to US$80 million for the sale and delivery of crude oil for twelve months. The amount received is recorded in "Advances from Customers" account in the consolidated statements of financial position (Note 20). On October 27, 2017, FEET received the second advance payment amounting to US$70 million.

45. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

c. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

vii. Transaksi Minyak Mentah (lanjutan)

(b) Pada tanggal 13 Juni 2017, Perusahaan melalui entitas anak yang secara tidak langsung dimiliki sepenuhnya, FEET, menandatangani PJB Minyak Mentah dengan LAP, perusahaan yang berdomisili dan berlokasi di Singapura, untuk penjualan dan pengiriman minyak mentah ke LAP, dengan jangka waktu 24 bulan sampai dengan 12 Juni 2019. Pada tanggal 12 Desember 2017, FEET menandatangani Amandemen PJB Minyak Mentah dengan LAP dengan jangka waktu 24 bulan sampai dengan 11 Desember 2019. Pada tanggal 15 Maret 2019, FEET menandatangani Amandemen PJB minyak mentah dengan LAP dengan jangka waktu 15 bulan sampai dengan 30 Juni 2020. Harga minyak yang ditetapkan di dalam perjanjian berdasarkan ICP dari Belida dan Belanak termasuk dengan premi tetap per barel sesuai dengan yang ditetapkan di dalam perjanjian.

Pada PJB Minyak Mentah tersebut, pembayaran dari LAP ke FEET dibayarkan dengan mekanisme uang muka, sesuai dengan syarat dan ketentuan yang disetujui oleh kedua belah pihak. Jumlah uang muka yang tercantum dengan PJB Minyak Mentah adalah sampai dengan AS$150 juta. Pada tanggal 20 Desember 2017, FEET telah menerima pembayaran uang muka pertama sebesar AS$40 juta untuk penjualan dan pengiriman minyak mentah selama dua belas bulan. Pembayaran uang muka kedua dan ketiga diterima pada tanggal 31 Desember 2018 sebesar AS$50 juta dan tanggal 19 Maret 2019 sebesar AS$30 juta.

45. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Other Agreements (continued)

vii. Crude Oil Transactions (continued)

(b) On June 13, 2017, the Company through its wholly-owned indirect subsidiary, FEET, signed the COSPA with LAP, a company incorporated and located in Singapore, for the sales and delivery of crude oil to LAP, with term of agreement of 24 months until June 12, 2019. On December 12, 2017, FEET, signed the Amendment to the COSPA with LAP, with term of agreement of 24 months until December 11, 2019. On March 15, 2019, FEET signed Amendment Agreement to the COSPA with LAP, with term of agreement of 15 months until June 30, 2020. The price of the oil covered in the agreement is based on ICP of Belida and Belanak including fixed premium per barrel as stated in the agreement.

Under the COSPA, the payment of LAP to FEET is made by way of an advance payment mechanism, subject to terms and conditions that are mutually agreed by both parties. The total advance payment under the COSPA is up to US$150 million. On December 20, 2017, FEET has received the first advance payment amounting to US$40 million for the sale and delivery of crude oil for twelve months. The second and third advance payment have been received on December 31, 2018 amounting to US$50 million and on March 19, 2019 amounting to US$30 million.

45. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

c. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

vii. Transaksi Minyak Mentah (lanjutan)

(c) Pada tanggal 18 Desember 2017, Perusahaan melalui entitas anak yang secara tidak langsung dimiliki sepenuhnya, FEET, menandatangani PJB Minyak Mentah dengan PT Medco Daya Abadi Lestari ("MDAL"), perusahaan yang berdomisili dan berlokasi di Jakarta, untuk pembelian, penerimaan dan pembayaran minyak mentah dari MDAL, dengan jangka waktu 30 bulan sampai dengan 30 Juni 2020. Harga minyak yang ditetapkan di dalam perjanjian berdasarkan ICP dari Belida dan/atau Belanak termasuk dengan premi tetap per barel sesuai dengan yang ditetapkan di dalam perjanjian.

Pada PJB Minyak Mentah tersebut, pembayaran dari FEET ke MDAL dibayarkan dengan mekanisme uang muka, sesuai dengan syarat dan ketentuan yang disetujui oleh kedua belah pihak. Jumlah uang muka yang tercantum dengan PJB Minyak Mentah adalah sampai dengan AS$150 juta.

Pada tanggal 26 Maret 2019, FEET menandatangani Amandemen PJB Minyak Mentah dengan MDAL. MDAL telah menerima pembayaran uang muka untuk pembelian, penerimaan dan pembayaran minyak mentah sebesar AS$40 juta pada tahun 2017, AS$13,5 juta pada tahun 2018 dan AS$48 juta pada tahun 2019.

45. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Other Agreements (continued)

vii. Crude Oil Transactions (continued)

(c) On December 18, 2017, the Company through its wholly-owned indirect subsidiary, FEET, signed the Crude Oil Sales and Purchase Agreement ("COSPA") with PT Medco Daya Abadi Lestari ("MDAL"), a company incorporated and located in Jakarta, for the purchase, receipt and payment of crude oil to MDAL, with term of agreement of 30 months until June 30, 2020. The price of the oil covered in the agreement is based on ICP of Belida and/or Belanak including fixed premium per barrel as stated in the agreement.

Under the COSPA, the payment of FEET to MDAL is made by way of an advance payment mechanism, subject to terms and conditions that are mutually agreed by both parties. The total advance payment under the COSPA is up to US$150 million.

On March 26, 2019, FEET has signed the Amendment of COSPA with MDAL. MDAL has received payment for the purchase, receipt and payment of crude oil of US$40 million in 2017, US$13.5 million in 2018 and US$48 million in 2019.

45. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

c. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

vii. Transaksi Minyak Mentah (lanjutan)

(d) Pada tanggal 10 Juli 2019, Perusahaan melalui entitas anak tidak langsung, Medco Energi Thailand (Bualuang) Limited ("METB") dan Medco Energi Thailand (E&P) Limited ("METEP") menandatangani PJB Minyak Mentah dengan Glencore Singapore Pte Ltd ("Glencore"), perusahaan yang berdomisili dan berlokasi di Singapura, untuk penjualan dan pengiriman minyak mentah kepada Glencore, dengan jangka waktu 12 bulan sampai dengan 31 Agustus 2020.

Terkait dengan hal tersebut, METB dan METEP telah menandatangani *Equivalence Agreement* dengan Glencore pada tanggal 30 September 2019 untuk mengatur perihal perpanjangan PJB Minyak Mentah (dan/atau mekanisme tender) hingga jumlah periode 3 tahun untuk menyesuaikan dengan pembayaran dimuka yang dilakukan oleh Glencore berdasarkan Perjanjian Pembayaran Di muka. Sampai dengan tanggal 31 Desember 2019, Grup telah menerima pembayaran uang muka dari Glencore Singapore Pte Ltd sebesar AS$150 juta.

45. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Other Agreements (continued)

vii. Crude Oil Transactions (continued)

(d) On July 10, 2019, the Company through its wholly-owned indirect subsidiary, Medco Energi Thailand (Bualuang) Limited ("METB") and Medco Energi Thailand (E&P) Limited ("METEP"), signed the Crude Oil Sales and Purchase Agreement ("COSPA") with Glencore Singapore Pte Ltd ("Glencore"), a company incorporated and located in Singapore, for the sales and delivery of crude oil to Glencore, with term of agreement of 12 months until August 31, 2020.

In relation the above, METB and METEP have entered into the Equivalence Agreement with Glencore on September 30, 2019 to govern the COSPA extension (and/or tender mechanism) up to in total 3 years period to match with the advance payment made by Glencore under Prepayment Agreement. Until December 31, 2019, the Group has received advance payment from Glencore Singapore Pte Ltd amounting to US$150 million.

45. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

c. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

viii. Perjanjian Jual Beli Kondensat

(a) Pada tanggal 15 Juli 2014, Ophir Indonesia Bangkanai Limited, entitas anak yang secara tidak langsung dimiliki sepenuhnya, menandatangani Perjanjian Jual Beli Kondensat dengan PT Kimia Yasa dengan komitmen untuk memasok seluruh kondensat yang diproduksi dari Karendan dalam kondisi sebagaimana adanya. Perjanjian ini berlaku hingga 20 Desember 2020.

(b) Pada tanggal 28 Mei 2019, Ophir Indonesia Bangkanai Limited, entitas anak yang secara tidak langsung dimiliki sepenuhnya, menandatangani Perjanjian Jual Beli Kondensat dengan PT Mirah Ganal Energi dengan komitmen untuk memasok kondensat *un-lifted* oleh PT Kimia Yasa hingga 2021 beserta seluruh kondensat yang diproduksi dari Karendan sampai masa kontrak PSC berakhir, dalam kondisi sebagaimana adanya. Perjanjian ini akan berakhir pada akhir masa kontrak PSC pada Desember 2023.

(c) Pada tanggal 17 Juni 2019, PT Medco E & P Tomori Sulawesi ("MEPTS"), Entitas Anak, menandatangani Perjanjian Jual Beli Kondensat Senoro dengan PT Pertamina (Persero). Perjanjian ini efektif sampai dengan 31 Mei 2019 atau dapat diakhiri lebih awal dengan disepakati bersama secara tertulis antara para pihak. Jumlah kontrak perjanjian ini adalah sekitar 400.000 barel yang terdiri dari 200.000 barel bagian MEPTS dan 200.000 barel bagian Tomori E&P Limited ("TEL").

45. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Other Agreements (continued)

viii. Condensate Sales and Purchase Agreement

(a) On July 15, 2014, Ophir Indonesia Bangkanai Limited, wholly-owned indirect subsidiary, signed Condensate Sales and Purchase Agreement with PT Kimia Yasa with commitment to supply all condensate produces from Karendan under 'as is' condition. This agreement is valid until December 20, 2020.

(b) On May 28, 2019, Ophir Indonesia Bangkanai Limited, wholly-owned indirect subsidiary, signed Condensate Sales and Purchase Agreement with PT Mirah Ganal Energi with commitment to supply un-lifted condensate volume by PT Kimia Yasa until 2021 and all condensate produced from Kerendan until end of PSC, under 'as is' condition. This agreement will end until end of PSC in December 2023.

(c) On June 17, 2019, PT Medco E & P Tomori Sulawesi ("MEPTS"), a Subsidiary, signed the Senoro Condensate Sales and Purchase Agreement with PT Pertamina (Persero). This agreement effective until May 31, 2019 or may be terminated by mutually agreed in writing among the parties. The total contract quantity of this agreement is approximately 400,000 barrels consist of 200,000 barrels of MEPTS' portion and 200,000 barrels of Tomori E&P Limited's ("TEL") portion.

45. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

c. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

viii. Perjanjian Jual Beli Kondensat (lanjutan)

Pada tanggal 9 Oktober 2019, MEPTS menandatangani Amandemen Perjanjian Jual Beli Senoro dengan PT Pertamina (Persero). Perjanjian ini diperpanjang menjadi sampai dengan 31 Desember 2019. Jumlah kontrak perjanjian ini berubah menjadi 220.000 barel bagian MEPTS dan 220.000 barel bagian TEL untuk periode Juli sampai dengan Desember 2019.

(d) Pada tanggal 23 Juli 2019, PT Medco E & P Malaka, Entitas Anak, menandatangani Perjanjian Jual Beli Kondensat Arun dengan PT Pertamina (Persero). Perjanjian ini efektif sampai dengan tanggal 31 Desember 2020 atau dapat diakhiri lebih awal dengan disepakati bersama secara tertulis antara para pihak. Total jumlah kontrak perjanjian ini adalah sekitar 955.000 barel.

ix. Perpanjangan PSC

(a) Pada bulan November 2018, Pemerintah Republik Indonesia melalui SKK Migas memberikan persetujuan perpanjangan Blok Tarakan dalam bentuk Kontrak *Gross Split*. Kontrak baru dengan metode *gross split* ini akan berlaku efektif pada tanggal 14 Januari 2022 untuk jangka waktu 20 tahun dengan nilai komitmen sebesar AS$35,5 juta. Kontraktor wajib menawarkan 10% hak kelolanya kepada pemerintah daerah.

45. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Other Agreements (continued)

viii. Condensate Sales and Purchase Agreement (continued)

On October 9, 2019, MEPTS signed Amendment of Senoro Sales and Purchase Agreement with PT Pertamina (Persero). This agreement is extended to December 31, 2019. The total contract quantity of this agreement has changed to 220,000 barrels of MEPTS' portion and 220,000 barrels of TEL's portion for the period of July until December 2019.

(d) On July 23, 2019, PT Medco E & P Malaka, a Subsidiary, signed the Arun Condensate Sales and Puchase Agreement with PT Pertamina (Persero). This agreement effective until December 31, 2020 or may be terminated earlier by mutually agreed in writing among the parties. The total contract quantity of this agreement is approximately 955,000 barrels.

ix. Extension of PSC

(a) In November 2018, the Government of the Republic of Indonesia through SKK Migas approved the extension of Tarakan Block in the form of Gross Split Contract. The gross split scheme will be applied to new contracts effective on January 14, 2022 for 20 years with commitment value of US$35.5 million. The contractor is obliged to offer 10% of their working interest to the local government.

45. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

c. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

ix. Perpanjangan PSC (lanjutan)

(b) Pada tanggal 14 Januari 2019, Pemerintah Republik Indonesia melalui Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia No. 09 K/10/MEM/2019 memberikan persetujuan perpanjangan Kontrak Kerja Sama (PSC) wilayah kerja Blok Rimau. Kontrak baru dengan metode gross split ini akan berlaku efektif pada tanggal 22 April 2023 untuk jangka waktu 20 tahun. Kontraktor wajib menawarkan 10% hak kelolanya kepada pemerintah daerah.

x. Perjanjian Operasi Bersama Medco E & P Natuna Ltd

Pada tanggal 1 Februari 2007, sebagai pemilik hak partisipasi di PSC Blok B Laut Natuna Selatan ("PSC"), (i) ConocoPhillips Indonesia Inc. Ltd. (sekarang menjadi Medco E & P Natuna Ltd, "MEPN") sebagai pemiliki 40% hak partisipasi dan juga sebagai operator, (ii) Inpex Natuna Ltd. (yang sebelumnya telah berubah nama menjadi Medco South Natuna Sea Ltd) sebagai pemilik hak partisipasi sebesar 35% yang baru saja mengalihkan seluruh hak partisipasinya kepada PT Medco Daya Natuna, dan (iii) Chevron South Natuna B Inc. (sekarang menjadi Prime Natuna Inc.) sebagai pemilik hak partisipasi sebesar 25% ("Para Pihak") mengadakan Perjanjian Operasi Bersama ("JOA") untuk mengatur hak dan kewajiban Para Pihak atas kegiatannya di wilayah kerja PSC. Perjanjian ini menggantikan JOA tertanggal 22 Mei 1969 dan akan terus berlaku sampai diakhiri dengan persetujuan Para Pihak atau satu pihak dari semua kepentingan untuk seluruh atau sebagian dari wilayah kerja, atau ketika berakhirnya kontrak. Berdasarkan JOA, operator berhak membebankan kepada *Joint Account* semua biaya-biaya terkait jasa oleh induk perusahaan operator. Non-operator harus membayar kepada operator atas biaya *overhead* induk perusahaan operator.

45. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Other Agreements (continued)

ix. Extension of PSC (continued)

(b) On January 14, 2019, the Government of Indonesia through Decree No. 09 K/10/MEM/2019 from the Ministry of Energy and Mineral Resources' approved the extension of Production Sharing Contract for Rimau Block Area. The gross split scheme will be applied to new contracts effectively on April 22, 2023 for 20 years. The contractor is obliged to offer 10% of their working interest to the local government.

x. Joint Operating Agreement of Medco E & P Natuna Ltd

On February 1, 2007, as the owner of the participating interest in South Natuna Sea Block B PSC ("PSC"), (i) ConocoPhillips Indonesia Inc. Ltd. (now known as Medco E & P Natuna Ltd, "MEPN") as the owner of 40% participating interest and also as the operator, (ii) Inpex Natuna, Ltd. (previously has changed its name to Medco South Natuna Sea Ltd) as the owner of 35% participating interest which recently has assigned its whole participating interest to PT Medco Daya Natuna, and (iii) Chevron South Natuna B Inc. (now known as Prime Natuna Inc) as the owner of 25% participating interest (the "Parties") entered into a Joint Operating Agreement ("JOA") to define their respective rights and obligations with respect to their operations under the PSC. This agreement shall supersede the JOA dated May 22, 1969 and shall continue in effect until terminated by consent of the Parties or the vesting in one Party of all interests as to the whole or any portion of the Contract area, or on expiration of the Contract. Based on the JOA, the Operator shall charge to the Joint Account all charges for service rendered by the Corporate Parent of the operator. The non-operator shall also pay to the operator parent company overhead.

45. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

c. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

x. Perjanjian Operasi Bersama Medco E & P Natuna Ltd (lanjutan)

Pada tanggal 15 Januari 1999, ConocoPhillips Indonesia Inc Ltd (sekarang menjadi Medco E & P Natuna Ltd, "MEPN"), Premier Oil Natuna Sea Limited (sekarang Premier Oil Natuna Sea B.V., "Premier Oil") dan Gulf Resources (Kakap) Ltd. (sekarang Star Energy (Kakap) Ltd.,"Star Energy") sebagai "Grup PSC" dengan persetujuan Pertamina, mengadakan Perjanjian *West Natuna Transportation System Joint Venture ("JV WNTS").* Grup PSC bermaksud untuk membangun dan mengoperasikan Sistem Pipa Natuna Barat, Jaringan SembGas dan Fasilitas Penerima, dan bermaksud untuk menggunakan sistem tersebut untuk mengangkut dan/atau mengantarkan kembali gas selain gas yang dimaksud dalam Perjanjian Penjualan Gas (antara Pertamina dan SembCorp Gas Pte Ltd). Perjanjian ini berlaku sampai dengan semua Grup PSC, dalam kapasitasnya sebagai anggota dari Grup JV WNTS menarik diri dari perjanjian ini.

Pada tanggal 31 Oktober 2008, MEPN, Star Energy dan Premier Oil ("Grup PSC") dengan persetujuan BPMIGAS (sekarang SKK Migas), mengadakan Perjanjian Pengangkutan GSA2 atau GSA2 TA, dimana GSA2 merupakan perjanjian antara Premier Oil dengan SembCorp Gas Pte Ltd ("SembGas"). Grup PSC telah mendapat izin dari SembGas untuk menggunakan Jalur SembGas untuk pengangkutan gas GSA2 dan dalam kapasitasnya sebagai anggota JV WNTS, mendapatkan izin penggunaan Fasilitas Penerima yang memungkinkan pengantaran gas GSA2 pada titik penyerahan.

Sesuai dengan haknya sebagai anggota JV WNTS, Grup PSC memiliki hak untuk menggunakan sistem pengangkutan dan/ atau penyerahan gas selain dari WNG Gas (Perjanjian antara anggota JV WNTS), dan dengan ini menyetujui untuk menyediakan jasa pengangkutan gas kepada Kelompok Penyedia GSA2. Perjanjian ini berakhir pada tanggal 14 Juli 2028.

45. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Other Agreements (continued)

x. Joint Operating Agreement of Medco E & P Natuna Ltd (continued)

On January 15, 1999, ConocoPhillips Indonesia Inc Ltd (now known as Medco E & P Natuna Ltd, "MEPN"), Premier Oil Natuna Sea Limited (now known as Premier Oil Natuna Sea B.V., "Premier Oil") and Gulf Resources (Kakap) Ltd (now known as Star Energy (Kakap) Ltd., "Star Energy") as "PSC Group" with the consent and concurrence of Pertamina, entered into West Natuna Transportation System Joint Venture ("WNTS JV") Agreement. The PSC Group wish to provide for the ownership construction and operation of the West Natuna Pipeline System, SembGas Line and the Receiving Facilities also to use the System for the transporting and/or redelivery of Gas other than pursuant to the Gas Sales Agreement (between Pertamina and SembCorp Gas Pte Ltd). This agreement shall remain in full force and full effect until all the PSC group, each in its capacity as a member of the WNTS JV Group, have withdrawn from this agreement.

On October 31, 2008, MEPN, Star Energy and Premier Oil (The "PSC Group") together with the consent and concurrence of BPMIGAS (now SKK Migas) entered into GSA2 Transportation Agreement or The GSA2 TA, GSA2 shall mean the Agreement between Premier Oil and SembCorp Gas Pte Ltd ("SembGas"). The PSC Group has been granted by SembGas, the right to use the SembGas Line for transportation of Gas for delivery under GSA2 and has granted in favor of the WNTS JV Group a license of the Receiving Facilities to enable the delivery of GSA2 gas at delivery point.

Pursuant to their right under the WNTS JV agreement, PSC Group has the right to use the System for the transportation and/or delivery of Gas other than WNG Gas (Agreement between WNTS JV Parties), and agrees to provide gas transportation services to the GSA2 Supply Group. This agreement shall end on July 14, 2028.

46. KONTINJENSI

a. Litigasi

i. Gugatan Hukum dengan Prawito Tien

Prawito Tien selaku kurator dari PT Saptasarana Personaprima (Sapta) yang telah dinyatakan pailit, mengajukan gugatan terhadap Conoco Philips (Ramba) Ltd ("CPRL") di Pengadilan Negeri Jakarta Pusat ("Pengadilan") terkait dengan pengakhiran kontrak *drilling* antara CPRL dengan Sapta. Berdasarkan putusan akhir Mahkamah Agung, CPRL dijatuhi hukuman untuk membayar tuntutan sebesar AS$27 juta. Pada saat proses pengadilan, CPRL telah dijual kepada Elnusa Tristar Ramba Ltd. Pengadilan memutuskan untuk melakukan pemblokiran atas rekening Conoco Phillips Inc Ltd ("CIIL") sebagai eksekusi dari putusan terakhir. Sebagai pihak yang tidak berkaitan dengan kasus ini, CIIL pun mengajukan keberatan kepada pengadilan pada tanggal 14 Juli 2015. Pada tanggal 28 Juli 2016, pengadilan menolak keberatan dari CIIL dan memutuskan bahwa CPRL dan CIIL adalah entitas yang sama. Pada tanggal 25 Oktober 2016, CIIL mengajukan nota banding sebagai tanggapan atas putusan pengadilan.

Pada tanggal 4 September 2017, CIIL telah menerima pemberitahuan bahwa Pengadilan Tinggi telah menguatkan keputusan Pengadilan. Oleh karena itu pada tanggal 28 September 2017, CIIL mengajukan memorandum kasasi atas putusan banding ke Mahkamah Agung. Dikarenakan proses litigasi terjadi sebelum akuisisi CIIL oleh Grup, proses litigasi diambil oleh ConocoPhillips. Sebagai bagian dari perjanjian penjualan, ConocoPhillips Holding Limited membebaskan CIIL dari kasus tersebut.

46. CONTINGENCIES

a. Litigations

i. Legal Claim of Prawito Tien

Prawito Tien as the curator of PT Saptasarana Personaprima (Sapta) who has been declared bankrupt, sued Conoco Phillips (Ramba) Ltd. ("CPRL") at Central Jakarta District Court ("Court") associated with contract termination between CPRL and Sapta. Based on the final decision from the Supreme Court over this case, the Court punished CPRL to pay Prawito Tien's claim for US$27 million. CPRL has been sold to Elnusa Tristar Ramba Ltd during the court process. The court blocked Conoco Phillips Inc Ltd ("CIIL") bank account as the execution of the final decision on the case. As a party that is not related to the case, CIIL submitted a rebuttal to the court on July 14, 2015. On July 28, 2016, the Court denied CIIL's third party rebuttal and made a conclusion that CPRL and CIIL are the same entity. On October 25, 2016, CIIL has submitted the memorandum of appeal to the court decision.

On September 4, 2017, CIIL has received a letter informing that the High Court restated the decision of the District Court. However, on September 28, 2017, CIIL has filed memorandum of cassation to the Supreme Court. Since the litigation proceeding specified above occurred prior to the acquisition of CIIL by the Group, the litigation process is assumed by ConocoPhillips. As part of the sales agreement, ConocoPhillips Holding Limited absolved CIIL from this case.

46. KONTINJENSI (lanjutan)

ii. Arbitrase dengan Dahyar Kiatmaja

Dahyar Kiatmaja ("DK") adalah mantan karyawan CIIL yang telah melakukan pelanggaran terkait "*Company Collective Labor Agreement*". Pada saat pemutusan hubungan kerja, DK masih memiliki kewajiban kompensasi terhadap CIIL sebesar Rp375.313.440 terkait pinjaman kepemilikan rumah dan DK menolak melakukan pembayaran tersebut. Pada tanggal 26 September 2016 CIIL melakukan arbitrase melalui Badan Arbitrase Nasional Indonesia ("BANI") untuk melawan DK. Pada tanggal 23 Oktober 2017 BANI mengeluarkan putusan yang memihak pada CIIL.

DK mengajukan gugatan pembatalan putusan BANI di Pengadilan Negeri Jakarta Selatan. DK mengklaim bahwa putusan BANI harus dibatalkan karena proses arbitrase tidak dilakukan dalam Bahasa Inggris seperti yang ditentukan di dalam Perjanjian Pinjaman dan Perjanjian Pinjaman tidak sah karena ketentuan di dalam perjanjian tersebut diubah tanpa persetujuan DK. Sidang gugatan pembatalan telah berjalan dan Pengadilan Negeri Jakarta Selatan telah mengeluarkan putusan di 2018 yang menyatakan bahwa Pengadilan Negeri Jakarta Selatan tidak berwenang untuk mengadili gugatan DK dan menghukum DK untuk membayar biaya perkara.

Dikarenakan proses litigasi terjadi sebelum akuisisi CIIL oleh Grup, proses litigasi ditanggung oleh ConocoPhillips. Sebagai bagian dari perjanjian penjualan, ConocoPhillips Holding Limited membebaskan CIIL dari kasus tersebut.

46. CONTINGENCIES (continued)

ii. Arbitration against Dahyar Kiatmaja

Dahyar Kiatmaja ("DK") was former CIIL employee who was laid off due to violation of the "Company Collective Labor Agreement". At the time of termination, DK still has pending compensation obligation to CIIL in the amount of Rp375,313,440 related to the housing loan and DK rejected to pay such amount. On September 26, 2016, CIIL submitted arbitration claim through the Indonesia National Board of Arbitration ("BANI") against DK. On October 23, 2017, BANI issued its decision in CIIL's favor.

DK filed a lawsuit for the cancellation of the verdict of BANI in the South Jakarta District Court. DK claims that BANI's verdict must be declared void as the arbitration process was not conducted in English as stipulated in the Loan Agreement and the Loan Agreement is not valid due to an amendment provision without DK's consent. Hearing has been conducted and the South Jakarta District Court has issued a verdict in 2018 stating that the South Jakarta District Court has no competency to prosecute DK's lawsuit and ordered DK to pay the court fee.

Since the litigation proceeding specified above occurred prior to the acquisition of CIIL by the Group, the litigation process is assumed by ConocoPhillips. As part of the sales agreement, ConocoPhillips Holding Limited absolved CIIL from this case.

46. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

iii. Sengketa antara Medco Energi US LLC dengan *the United States Department of Interior Office of Natural Resources Revenue* ("ONRR")

Pada tanggal 5 Januari 2017, Perusahaan melalui entitas anak yang dimiliki sepenuhnya, Medco Energi US LLC ("MEUS") mengajukan permohonan banding atas permintaan pembayaran dari ONRR sejumlah AS$384.500, terkait dengan biaya pemeriksaan tahun 2017 untuk instalasi lepas pantai milik MEUS di Teluk Mexico.

Pada tanggal 29 Januari 2018, MEUS menerima permintaan pembayaran terkait biaya pemeriksaan tahun 2018 sejumlah AS$378.000 dari ONRR.

Permohonan banding ke ONRR untuk tahun 2017 dan 2018 (konsolidasian) statusnya masih ditunda dikarenakan Dewan ONRR masih belum mengeluarkan suatu tindakan apapun. Di samping itu, jumlah terutang yang masih tertangguh terkait dengan tagihan pemeriksaan tahunan tersebut, telah dicatat dan diakui seluruhnya di dalam laporan keuangan konsolidasian.

Selanjutnya, pada bulan Februari 2019, MEUS menandatangani penilaian jual beli aset dengan Sanare Energy Partners LLC, mencakup biaya pemeriksaan ONRR di atas (Catatan 36).

46. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

iii. Dispute of Medco Energi US LLC against the United States Department of Interior Office of Natural Resources Revenue ("ONRR")

On January 5, 2017, the Company through its wholly-owned subsidiary, Medco Energi US LLC ("MEUS") appealed a demand for payment from ONRR amounting to US$384,500, relating to 2017 annual inspection fees for the offshore installations of MEUS in the Gulf of Mexico.

On January 29, 2018, MEUS received a Demand for Payment of 2018 annual inspection fees amounting to US$378,000 from the ONRR.

The ONRR appeals for 2017 and 2018 (as consolidated) are still pending due to the ONRR Appeals Board has not taken any action to date. Meanwhile, suspension of the amounts due under the annual inspection invoices, which amounts have been fully recorded and provided for the consolidated financial statements.

Subsequently, in February 2019, MEUS entered into asset and purchase agreement with Sanare Energy Partners LLC, covering the above mentioned ONRR fees (Note 36).

46. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

iv. Gugatan Hukum Medco US LLC dengan Northstar Offshore Group ("Northstar")

Pada tanggal 31 Januari 2018, Perusahaan melalui entitas anak yang dimiliki sepenuhnya, Medco Energi US LLC ("MEUS") mengajukan klaim biaya administrasi terhadap Northstar atas bagian proporsional mereka atas biaya pembongkaran East Cameron sejumlah AS$1,65 juta yang ditujukan kepada US Bankruptcy Court of Houston Division, di Distrik Texas.

Klaim administratif terhadap Northstar masih berjalan dan diperpanjang hingga 30 Juni 2020. Dikarenakan besarnya jumlah dari klaim dan minimnya dana di objek kepailitan, kemungkinan penggantian rugi dari klaim tersebut berpeluang rendah.

v. Klaim Arbitrase dari Essar Oilfields Services Limited

Pada tanggal 23 Januari 2018, Medco E & P Natuna Ltd ("MEPN") menerima pemberitahuan dari Badan Arbitrase Nasional Indonesia (BANI) tertanggal 8 Januari 2018 yang diajukan oleh Essar Oilfields Services Limited (Essar) sebagai Pemohon melalui kuasa hukumnya.

46. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

iv. Legal Claim of Medco Energi US LLC against Northstar Offshore Group ("Northstar")

On January 31, 2018, the Company through its wholly-owned subsidiary, Medco Energi US LLC ("MEUS") filed an administrative expense claim against Northstar for their proportionate share of the East Cameron decommissioning costs amounting to US$1.65 million, in the US Bankruptcy Court of Houston Division, Texas District.

The administrative claim against Northstar is still in process and has been extended until June 30, 2020, due to the size of the claim and the minimal funds in the bankrupt estate. It is unlikely that a substantial recovery will result from the disposition of the claim.

v. Arbitration Claim of Essar Oilfields Services Limited

On January 23, 2018, Medco E & P Natuna Ltd ("MEPN") received notice from Indonesian National Board of Arbitration (BANI) dated January 8, 2018 filed by Essar Oilfields Services Limited (Essar) as the Claimant through its attorney.

46. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

v. Klaim Arbitrase dari Essar Oilfields Services Limited (lanjutan)

Sengketa ini muncul dari kontrak *Semi-Submersible Drilling Rig*. MEPN berkontrak pada tahun 2011-2014 dengan konsorsium (i) Essar Oilfield Services Limited dan (ii) PT Harmoni Drilling Services, untuk penggunaan *rig* pengeboran *semi-submersible* Essar Wild Cat untuk operasi pengeboran Blok B. Dalam Klaim Arbitrase tanggal 8 Januari 2018, Pemohon mengindikasikan telah menderita kerugian dan hilangnya keuntungan setara dengan pendapatan yang dapat dihasilkan sebesar AS$15.960.000, ditambah bunga yang akan berjalan pada tingkat 5% per tahun dihitung setiap kuartal.

Pemohon membuat perubahan yang sangat signifikan terhadap Klaim Arbitrase, termasuk nilai dari ganti kerugian sebesar AS$25.650.000, atau alternatif senilai AS$18.240.000, atau alternatif senilai AS$15.960.000. Menurut Termohon, hal ini bertentangan dengan hukum dan ketentuan yang berlaku di Indonesia. Namun Majelis Arbitrase memutuskan untuk menerima perubahan atas Klaim Arbitrase dan memberikan kesempatan kepada Termohon untuk mengajukan perbaikan Tanggapan atas Klaim Arbitrase.

Berdasarkan perubahan dari nilai Klaim Arbitrase tersebut, Majelis Arbitrase menentukan kepada Pemohon untuk segera membayar tambahan biaya arbitrase kepada BANI dan menentukan kepada Termohon untuk mempersiapkan perbaikan Tanggapan atas Klaim Arbitrase selambat-lambatnya 11 Januari 2019.

46. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

v. Arbitration Claim of Essar Oilfields Services Limited (continued)

The dispute has arisen from a contract of Semi-Submersible Drilling Rig. MEPN has been involved in a contract in the years of 2011-2014 with the consortium of (i) Essar Oilfield Services Limited and (ii) PT Harmoni Drilling Services, for the use of the Essar Wild Cat semi-submersible drilling rig for Block B Drilling operations. In its Arbitration Claim dated January 8, 2018, the Claimant indicates that it has suffered loss of profit which it would have enjoyed equivalent to US$15,960,000, with interest which shall accrue at the rate of 5% per annum calculated quarterly.

The Claimant made significant changes to its Arbitration Claim, including the amount of damages in the sum of US$25,650,000, alternatively US$18,240,000, alternatively US$15,960,000. The Respondent is of the opinion that this is contrary to the prevailing laws and regulations in Indonesia. However, the Arbitral Tribunal decided to accept amendment to Arbitration Claim and provide the Respondent with an opportunity to submit amended Response to Arbitration Claim.

Based on the amendment of the amount of Arbitration Claim, the Arbitration Tribunal has ordered to the Claimant to pay immediately the additional arbitration cost to BANI, and ordered to the Respondent to submit the amended Response to Arbitration Claim until January 11, 2019 at the latest.

46. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

v. Klaim Arbitrase dari Essar Oilfields Services Limited (lanjutan)

Jika Pemohon tidak memenuhi kewajiban pembayaran bagian Termohon sampai waktu yang dianggap cukup oleh BANI, Pemohon akan dianggap tidak kompeten dan Klaim Arbitrase dapat dibatalkan.

Pada tanggal 11 Januari 2019, Termohon telah memasukan perbaikan Tanggapan dan diinformasikan Pemohon telah melakukan pembayaran atas biaya tambahan arbitrasi BANI.

Pada tanggal 11 November 2019, Majelis Arbitrase membacakan putusannya dihadapan para Pemohon dan Termohon. Hasil dari putusan tersebut menyatakan bahwa tuntutan Pemohon tidak dapat diterima dikarenakan PT Harmoni Drilling Services sebagai anggota konsorsium tidak mengajukan klaimnya dengan demikian para pihak dinyatakan tidak lengkap. Grup telah menerima salinan keputusan dari BANI tanggal 10 Januari 2020 yang telah diregistrasi di Pengadilan Negeri Jakarta Selatan dengan nomor registrasi 27/ARB/HKM/2019.PN.JKT.SEL.

vi. Gugatan Hukum Samsul Bahri selaku Ketua Kelompok Hareuta Tani ("Hareuta Tani")

Pada tanggal 27 Februari 2018, Samsul Bahri selaku ketua Kelompok Hareuta Tani mengajukan gugatan hukum melalui kuasa hukumnya yang diajukan ke Pengadilan Negeri Idi terhadap Kantor PT Medco E & P Malaka ("MEPM"). Surat gugatan tersebut ditujukan kepada Presiden Direktur MEPM.

46. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

v. Arbitration Claim of Essar Oilfields Services Limited (continued)

If the Claimant fails to fulfil the obligation of the Respondent to pay its portion of the cost until a period of time is considered sufficient by BANI, the Claimant will be deemed incompetent and the arbitration claim may be cancelled.

On January 11, 2019, the Respondent has submitted the amended Response, and it was informed that the Claimant has paid the additional arbitration cost to BANI.

On November 11, 2019, the Arbritration Tribunal reads its decision in front of the Claimant and the Respondent. The results of the decision stated that the Claimant's demand could not be accepted because PT Harmoni Drilling Services as a member of the consortium was not asked to claim, thus, the parties claimed were incomplete. The Group has received the copy of such decision from BANI dated January 10, 2020 which was already registered in South Jakarta District Court under register number 27/ARB/HKM/2019.PN.JKT.SEL.

vi. Lawsuit from Samsul Bahri as Head of Hareuta Tani ("Hareuta Tani")

On February 27, 2018, Samsul Bahri acting as head of Hareuta Tani Group filed a lawsuit through its attorney which was submitted to the Idi District Court against PT Medco E & P Malaka's ("MEPM"). The lawsuit was addressed to President Director of MEPM.

46. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

vi. Gugatan Hukum Samsul Bahri selaku Ketua Kelompok Hareuta Tani ("Hareuta Tani") (lanjutan)

Gugatan yang diajukan oleh Kelompok Hareuta Tani terkait dengan permintaan ganti rugi terhadap bibit tanaman sebanyak 85.667 batang/polibag beserta bangunan fisik sarana pendukung yang berlokasi di Desa Blang Nisam, Kecamatan Indra Makmur, Aceh Timur yang dianggap telah dirusak dan dihilangkan oleh MEPM. Kelompok Hareuta Tani menuntut MEPM untuk membayar kerugian materil sebesar Rp13.554.151.000.

Sidang pertama pada tanggal 4 April 2018 dihadiri oleh MEPM yang dimulai dengan rencana pelaksanaan mediasi antara MEPM dengan Kelompok Hareuta Tani. Pada tanggal 16 April 2018, telah dilakukan proses mediasi pertama antara Kelompok Hareuta Tani dengan MEPM. Namun proses mediasi ini gagal dilaksanakan dikarenakan Kelompok Hareuta Tani tetap pada gugatannya. Pada tanggal 21 Mei 2018, MEPM mengajukan eksepsi dan memberikan jawaban atas gugatan yang diajukan. Majelis Hakim Pengadilan Negeri Idi mengeluarkan putusan No.03/PDT.G/2018/PN-IDI tanggal 5 Oktober 2018 yang menyatakan menolak seluruh eksepsi Tergugat, menolak seluruh gugatan Penggugat, dan menghukum Penggugat untuk membayar biaya perkara ini sebesar Rp1.084.000.

Putusan Pengadilan Negeri Idi telah diterima. Kelompok Hareuta Tani mengajukan banding ke Pengadilan Tinggi. Memori Banding diterima pada 22 Desember 2018. MEPM telah mengajukan Memorandum Kontra Banding pada tanggal 21 Januari 2019.

Grup berpendapat bahwa gugatan tersebut tidak memiliki dasar hukum yang kuat walaupun sekarang berada di tingkat banding Pengadilan Tinggi Banda Aceh, sehingga tidak ada pencadangan atas gugatan tersebut dalam laporan keuangan konsolidasian.

46. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

vi. Lawsuit from Samsul Bahri as Head of Hareuta Tani ("Hareuta Tani") (continued)

The lawsuit filed by the Hareuta Tani Group is related to the demand for compensation of the plant seeds as much as 85,667 stems/polybag along with the building of supporting facilities located in Blang Nisam Village, Sub-district Indra Makmur, East Aceh, which was deemed to have been tampered with and displaced by MEPM. Hareuta Tani Group demanded that MEPM to pay a material loss of Rp13,554,151,000.

The first hearing was held on April 4, 2018 which was attended by MEPM and commenced with a mediation plan between MEPM with Hareuta Tani Group. On April 16, 2018, Hareuta Tani Group and MEPM have done the first mediation. However, the mediation failed since the Hareuta Tani Group insisted on their lawsuit. On May 21, 2018, MEPM requested exceptions and answered the lawsuit that has been filled by the plaintiff. The panel of judges of Idi District Court issued civil verdict No.03/PDT.G/2018/PN-IDI dated October 5, 2018 to reject all Defendant's exceptions, rejected all Plaintiff's claims, and punished the Plaintiff to pay the court fee which amounted to Rp1,084,000.

The Idi District Court verdict has been received. Hareuta Tani Group submitted an appeal to High Court. The Appeal Memorandum was received on December 22, 2018. MEPM has submitted Contra Memorandum Appeal on January 21, 2019.

The Group is of the opinion that such claim does not have strong legal basis even though it is now at appeal at Banda Aceh High Court, therefore, no provision was recognized for this lawsuit in its consolidated financial statements.

46. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

vii. Gugatan Hukum Khairil Anwar dengan PT Medco E & P Malaka ("MEPM")

Khairil Anwar ("KA") telah mengklaim pada tahun 2017 bahwa karena kegiatan Medco E & P Malaka ("MEPM") dari konstruksi CPP Blok A, tanah yang dimiliki oleh Khairil Anwar telah mengalami kerusakan dan menyebabkan kerusakan pada tanaman. Pada tahun 2017, upaya penyelesaian dan rencana kompensasi untuk pemilik tanah dengan nilai Rp100.042.000 telah dibuat, namun upaya tersebut tidak dilanjutkan karena KA merasa bahwa nilai penggantian tidak sesuai.

Pada akhir 2017, MEPM menerima surat panggilan dari Kuasa Hukum KA yang meminta kompensasi sejumlah Rp2.826.360.000. Beberapa diskusi dan pertemuan telah dilakukan antara MEPM dan pengacara KA dan MEPM telah menyatakan bahwa kompensasi harus sesuai dengan pedoman yang dikeluarkan oleh keputusan Bupati dan peraturan yang berlaku dan tidak dapat memberikan penggantian sesuai permintaan.

Pada tanggal 28 Agustus 2018, Khairil Anwar (Penggugat) melalui kuasa hukumnya mengajukan gugatan terhadap MEPM (Tergugat I) dan SKK Migas (Tergugat II) kepada Pengadilan Negeri Jakarta Selatan. Gugatan yang diajukan oleh Khairil Anwar terkait dengan permintaan ganti rugi atas pembangunan gorong-gorong yang menyebabkan air/ cairan kotor/ limbah terkait pembangunan fasilitas pengelolaan gas Blok A mengarah langsung ke lahan Penggugat yang terletak di Dusun TB.IV, Desa Gempong Blang Nisam, Kecamatan Indra Makmur, Aceh Timur, yang mengakibatkan kerusakan tanah serta tanaman Penggugat.

46. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

vii. Lawsuit from Khairil Anwar Against PT Medco E & P Malaka ("MEPM")

Khairil Anwar ("KA") has claimed in 2017 that due to Block A CPP construction activities of Medco E & P Malaka ("MEPM"), the land owned by Khairil Anwar has suffered damage and caused damage to the plants. In 2017, settlement efforts and compensation plans for landowners with a value of Rp100,042,000 have been made, however the efforts were not continued because the KA felt that the replacement value was not appropriate.

In late 2017, MEPM received a summon letter from KA's attorney that request a compensation in the amount of Rp2,826,360,000. Several discussions and meetings have been conducted between MEPM and KA attorney and MEPM has stated that the compensation shall be in accordance with the guidance issued by Regent's decree and prevailing regulation and MEPM cannot provide reimbursement as requested.

On August 28, 2018, Khairil Anwar (Plaintiff), through his attorney filed a lawsuit against MEPM (Defendant I) and SKK Migas (Defendant II) to South Jakarta District Court. The lawsuit filed by Khairil Anwar is related to the demand for compensation for construction of tunnel which leads the water/ dirty liquid/ waste from construction of gas production facilities of Block A directly to the Plaintiff's land in Dusun TB.IV, Gempong Blang Nisam Village, Sub-district Indra Makmur, East Aceh, resulting in damages to Plaintiff's land and plants.

46. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

vii. Gugatan Hukum Khairil Anwar dengan PT Medco E & P Malaka ("MEPM") (lanjutan)

Pada 29 Oktober 2019, Majelis Pengadilan Negeri Jakarta Selatan yang memeriksa dan mengadili Perkara telah membacakan putusan yang pada intinya menyatakan Gugatan Penggugat tidak dapat diterima. Hingga tenggat waktu yang diatur dalam undang-undang, Penggugat tidak mengajukan upaya Banding dan oleh karenanya putusan Perkara telah berkekuatan hukum tetap.

Pada 15 Januari 2020, KA memulai gugatan serupa tetapi kali ini KA memasukkan Badan Pengelola Migas Aceh ("BPMA") sebagai Tergugat Ketiga.

Saat ini, gugatan ini sedang dalam pemeriksaan dan sidang berikutnya akan diadakan pada tanggal 15 Juni 2020 dengan agenda verifikasi semua legalitas Tergugat, pengajuan eksepsi, dan tanggapan oleh Tergugat.

Grup berpendapat bahwa gugatan tersebut tidak memiliki dasar hukum yang kuat, sehingga tidak ada pencadangan atas gugatan tersebut dalam laporan keuangan konsolidasian.

viii. Klaim Arbitrase dari Bamber Navigation Inc

Pada 4 September 2018, Bamber Navigation Inc. (Pemohon) telah mengajukan permohonan arbitrase kepada Medco E & P Natuna Ltd ("MEPN") di London Court International Arbitration (LCIA) (disebut sebagai Tribunal). Perselisihan timbul dari kontrak *Time Charter Party* (Kontrak) antara MEPN dengan Pemohon dan PT Tasikmadu sebagai agen. MEPN telah terlibat dalam Kontrak sejak tahun 1992, dan pada tahun 2017 MEPN telah memutuskan untuk tidak memperpanjang Kontrak lebih lanjut pada tahun 2018.

46. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

vii. Lawsuit from Khairil Anwar Against PT Medco E & P Malaka ("MEPM") (continued)

On October 29, 2019, the South Jakarta District Court that examined and judged the Case read out the verdict which basically stated that the Plaintiff's Claim could not be accepted. Until the deadline set out in the law, the Plaintiff did not submit any Appeal and therefore the Case's decision was legally binding.

Subsequently, on January 15, 2020, KA initiated a similar lawsuit but this time, KA included Badan Pengelola Migas Aceh ("BPMA") as the Third Defendant.

This lawsuit is currently on case examination and the next court hearing will be held on June 15, 2020 with the agenda of verification of all the Defendants legality, submission of exception and counter response by the Defendants.

The Group is of the opinion that such lawsuit does not have strong legal basis, therefore, no provision was recognized for this lawsuit in its consolidated financial statements.

viii. Arbitration Claim of Bamber Navigation Inc

On September 4, 2018, Bamber Navigation Inc (Claimant) has filed an arbitration notice to Medco E & P Natuna Ltd ("MEPN") in London Court International Arbitration (LCIA) (referred to as "Tribunal"). The dispute has arisen from a contract of Time Charter Party (the Contract) between MEPN and Claimant together with its agent namely PT Tasikmadu. MEPN has been involved in a Contract since 1992, and in 2017, MEPN has decided not to extend the Contract further in 2018.

46. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

viii. Klaim Arbitrase dari Bamber Navigation Inc (lanjutan)

Awal perselisihan terkait dengan interpretasi Kontrak mengenai kepemilikan Turret dan kewajiban Pembersihan Tangki. Dari sudut pandang MEPN, sesuai ketentuan Kontrak, Turret adalah milik Kontraktor, dan karena MEPN mengembalikan Kapal dalam kondisi "*as is*", sesuai ketentuan Kontrak, MEPN tidak berkewajiban untuk melakukan Pembersihan Tangki. Pemohon mengklaim ganti rugi atas pelanggaran kontrak dan ganti rugi dari MEPN dengan jumlah klaim sebesar AS$4.540.076 ditambah ganti rugi lebih lanjut sebesar AS$1 juta.

Karena sifat dan arbitrase internasional, khususnya di bawah Peraturan LCIA, sidang prosedural dilakukan pada tanggal 5 Desember 2018 dan Pengadilan (arbiter tunggal) telah menyetujui pengajuan permohonan dilakukan dengan metode Memorial. Pada tanggal 4 Februari 2019 Pemohon telah menyerahkan pernyataan memorialnya. MEPN telah menyerahkan permohonan pembelaannya pada tanggal 1 April 2019.

Berdasarkan Putusan Akhir Sebagian yang dikeluarkan oleh Tribunal pada tanggal 29 April 2020, diputuskan bahwa MEPN bertanggung jawab untuk membayar AS$2.660.678,70 kepada Pemohon dan Pemohon bertanggung jawab untuk membayar AS$78.954,78. Putusan Akhir Sebagian bersifat sebagian karena belum termasuk biaya bunga dan hukum, yang mana akan ditangani dalam Putusan terpisah yang akan datang . Tingkat bunga kemungkinan berada di kisaran 5-7% dan estimasi kewajiban untuk biaya hukum berada di kisaran AS$300.000 sampai dengan AS$500.000.

46. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

viii. Arbitration Claim of Bamber Navigation Inc (continued)

The dispute originated on the interpretation of the Contract related to the Turret ownership and the Tank Cleaning obligation. From the MEPN's point of view, as per Contract provisions, the Turret belongs to the Contractor, and due to MEPN return the Vessel in "as is" condition, as per Contract provisions, MEPN is not obligated to perform the Tank Cleaning. The Claimant claims damages for breach of contract and an indemnity from MEPN with total claims amount of US$4,540,076 plus further indemnity of US$1 million.

Due to the nature of international arbitration, particularly under LCIA Rules, a procedural hearing was conducted on December 5, 2018 and the Tribunal (sole arbiter) has agreed on a case Memorial submission. On February 4, 2019, Claimant has submitted its memorial statement. MEPN has already submitted its defence memorial statement on April 1, 2019.

Based on Partial Final Award issued by the Tribunal dated April 29, 2020, it was decided that MEPN was liable to pay US$2,660,678.70 to the Claimant, and the Claimant is liable to pay US$78,954.78 to MEPN. The Partial Final Award is "Partial" because it does not deal with interest and legal costs yet, which will be dealt with in a separate Award to come. The possible rate of the interest would be in range of 5-7% and the estimated liability for legal costs to be in region of US$300,000 to US$500,000.

46. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

viii. Klaim Arbitrase dari Bamber Navigation Inc (lanjutan)

MEPN masih menunggu Putusan Akhir yang lengkap dan menunggu perintah eksekusi dari pengadilan terkait yang berwenang yang akan diajukan oleh Pemohon untuk melakukan pembayaran klaim tersebut yang mana sampai tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasian, MEPN belum menerima surat keputusan yang telah ditandatangani.

ix. Peninjauan kembali dari Hi. Suparto atas Putusan Kasasi Mahkamah Agung

Pada tanggal 2 Juni 2014, Hi. Suparto ("Penggugat") menggugat enam Tergugat termasuk JOB Pertamina - Medco E & P Tomori Sulawesi ("Tergugat") di Pengadilan Negeri Luwuk.

Penggugat mengklaim bahwa para Tergugat telah melakukan perbuatan melawan hukum atas penjualan dan pembelian tanah di Luwuk yang menurut Penggugat adalah miliknya. Penggugat menuntut para Tergugat untuk membayar ganti rugi secara tanggung renteng sebesar Rp16.555.500.000.

Dalam Putusan Pengadilan Negeri Luwuk No. 36/PDT.G/2014/PN.LWK., tanggal 28 Mei 2015, telah diputuskan mengabulkan gugatan Penggugat untuk sebagian dan menyatakan tanah yang terletak di Desa Paisubololi, Kec. Batui Selatan, Kabupaten Banggai seluas kurang lebih 36.790m^2 adalah tanah milik Penggugat.

46. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

viii. Arbitration Claim of Bamber Navigation Inc (continued)

MEPN is still awaiting for the full Final Award and the execution order from any related court submitted by the Claimant in order to pay those claims, which up to the completion date of these consolidated financial statements, have not yet been received by MEPN.

ix. Reconsideration of Hi. Suparto on the Cassation Decision of the Supreme Court

On June 2, 2014, Hi. Suparto ("Plaintiff") filed a lawsuit against six Defendants including JOB Pertamina - Medco E & P Tomori Sulawesi ("Defendant") at the Luwuk District Court.

The Plaintiff claimed that the Defendants have committed an unlawful act on the sale and purchase of parcels of land in Luwuk which in the Plaintiff's opinion it is his land. The Plaintiff claimed the Defendants to pay jointly a compensation of Rp16,555,500,000.

In Luwuk District Court Decision No. 36/PDT.G/2014/PN.LWK, dated May 28, 2015, it has been decided to accept the Plaintiff's claim in part and declare the land located in the Village of Paisubololi, District of Batui Selatan, Regency of Banggai with an area of approximately 36,790m^2 is the land owned by the Plaintiff.

46. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

ix. Peninjauan kembali dari Hi. Suparto atas Putusan Kasasi Mahkamah Agung (lanjutan)

Tergugat selanjutnya mengajukan upaya hukum Kasasi ke Mahkamah Agung Republik Indonesia dan dalam putusan Mahkamah Agung Republik Indonesia No. 3660K/PDT/2016 tanggal 22 Februari 2017, telah diputuskan bahwa Mahkamah Agung menolak seluruh gugatan dari Penggugat.

Penggugat mengajukan Peninjauan Kembali dengan No. 878/PK/PDT/2018 atas Putusan Kasasi Mahkamah Agung Republik Indonesia di atas. Pada tanggal 23 Januari 2019, Mahkamah Agung telah menolak Peninjauan Kembali tersebut. Grup sudah menerima salinan putusan Peninjauan Kembali dari Mahkamah Agung atas kasus ini pada tanggal 8 Juli 2019.

Grup berpendapat bahwa terhadap putusan Peninjauan Kembali dari Hi. Suparto atas Putusan Kasasi Mahkamah Agung tidak memiliki upaya hukum lanjutan dan Hi. Suparto harus tunduk dan taat kepada Putusan Kasasi Mahkamah Agung tersebut, sehingga tidak ada pencadangan atas gugatan tersebut dalam laporan keuangan konsolidasian.

46. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

ix. Reconsideration of Hi. Suparto on the Cassation Decision of the Supreme Court (continued)

The Defendant subsequently filed an appeal against the Supreme Court of the Republic of Indonesia and in the decision of the panel of judges of the Supreme Court No. 3660K/PDT/2016 dated February 22, 2017, it has been decided that the Supreme Court rejected all claims of the Plaintiff.

The Plaintiff submitted a Reconsideration No. 878/PK/PDT/2018 on Cassation Decision of the Supreme Court of the Republic of Indonesia. On January 23, 2019, Supreme Court has rejected the application of the reconsideration. The Group has received the copy of Supreme Court decision on this case on July 8, 2019.

The Group is of the opinion that the Reconsideration Decision of Hi. Suparto on the Cassation Decision of the Supreme Court has no other legal remedies and Hi. Suparto must obey the Cassation Decision of the Supreme Court, thus there is no provision for the lawsuit in the consolidated financial statements.

46. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

x. Gugatan Hukum dari Aries Poobos atas dasar Perbuatan Melawan Hukum

Pada tanggal 5 Juli 2018, Aries Poobos ("Penggugat") mengajukan gugatan kepada 3 (tiga) Tergugat termasuk JOB Pertamina - Medco E & P Tomori Sulawesi ("Tergugat") di Pengadilan Negeri Luwuk.

Penggugat mengklaim bahwa para Tergugat telah melakukan perbuatan melawan hukum karena telah menguasai dan menggusur hak milik tanah Penggugat. Penggugat menuntut para Tergugat untuk membayar ganti rugi sebesar Rp3.750.000.000. Pada tanggal 26 Februari 2019, Majelis Hakim Pengadilan Negeri Luwuk melalui putusannya No. 47/PDT.G/2018/PN.LWK., tanggal 26 Februari 2019, telah menolak gugatan yang diajukan oleh Penggugat. Grup sudah menerima Salinan putusan dari Pengadilan Negeri Luwuk tanggal 8 Juli 2019 atas kasus ini dan Penggugat tidak mengajukan banding atas putusan tersebut.

Grup berpendapat bahwa terhadap putusan yang sudah berkekuatan hukum tetap (*in krach*) tersebut tidak ada upaya hukum biasa lanjutan yang bisa dilakukan, sehingga, tidak ada pencadangan atas gugatan tersebut dalam laporan keuangan konsolidasian.

46. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

x. Lawsuit of Aries Poobos on the basis of Unlawful Act

On July 5, 2018, Aries Poobos ("Plaintiff") filed a lawsuit against 3 (three) Defendants including JOB Pertamina - Medco E & P Tomori Sulawesi ("Defendant") at the Luwuk District Court.

The Plaintiff claimed that the Defendants have committed an unlawful act due to controlling and evicting the Plaintiff's land rights. The Plaintiff was claiming the Defendants to pay jointly a compensation in the amount of Rp3,750,000,000. On February 26, 2019, the Panel of Judges at Luwuk District Court on its decision No. 47/PDT.G/2018/PN.LWK., dated February 26, 2019, has rejected the lawsuit by the Plaintiff. The Group has received a copy of Luwuk District Court decision on July 8, 2019 on this lawsuit and the Plaintiff has not filed an appeal upon the decision.

The Group is of the opinion that the Luwuk District Court decision is final (in krach), therefore, has no futher common legal remedies and the Plaintiff must obey the Luwuk District Court decision, thus, there is no provision for the lawsuit in the consolidated financial statements.

46. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

xi. Gugatan Hukum dari Moto Mabanga dengan Ophir Tanzania Blok 1, 3, dan 4

Pada Desember 2013, Moto Mabanga ("Penggugat"), mengajukan gugatan di pengadilan komersial Tanzania terhadap Ophir Energy Ltd, Ophir Services Pty Ltd dan B.G. Tanzania Limited ("Tergugat"), secara bersama dan terpisah. Penggugat, seorang pengusaha di Tanzania, mengklaim bahwa Ophir Tanzania salah menyajikan nilai Blok tersebut sebelum menghentikan perjanjian konsultasinya sesuai dengan pelepasan 5% sahamnya di Blok 1, 3 dan 4 yang terletak di lepas pantai Tanzania selatan, dengan imbalan pembayaran tunai sebesar AS$7,5 juta. Pada tanggal 12 Februari 2018, pengadilan menolak gugatan itu. Penggugat diperintahkan untuk membayar biaya gugatan Tergugat. Penggugat kemudian mengajukan permohonan, dan memperoleh, pengajuan banding ke Pengadilan Banding terhadap keputusan Pengadilan Niaga. Banding diajukan, menjadi langkah pertama dalam proses banding, tetapi nota banding belum diajukan. Sampai dengan tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasian, Penggugat belum mengajukan nota banding. Dengan demikian, tidak dilakukan pencadangan atas kewajiban yang timbul dalam laporan keuangan konsolidasian.

Pada tanggal 13 Mei 2019, Penggugat mengajukan *injunctive relief* terhadap akuisisi Perusahaan atas Ophir berdasarkan *Commercial Case* No. 43 Tahun 2019 dan, berdasarkan *Commercial Case* No. 43 Tahun 2019 tersebut, Penggugat mengajukan *injunctive relief* terkait dengan pembayaran Perusahaan atas akuisisi Ophir berdasarkan *Miscellaneous Commercial Application* No. 85 Tahun 2019 kepada Commercial Court kepada Ophir Energy Limited ("Ophir") dan Medco Energi Global Pte Ltd ("MEG") secara bersama dan terpisah.

46. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

xi. Lawsuit from Moto Mabanga Against Ophir Tanzania Block 1, 3, and 4

In December 2013, Moto Mabanga ("Plaintiff") filed a suit in the Tanzanian commercial court against Ophir Energy Ltd, Ophir Services Pty Ltd and B.G. Tanzania Limited ("Defendant'), jointly and severally. The Plaintiff, a Tanzanian businessman, claims Ophir Tanzania, misrepresented the value of the Blocks prior to agreeing the termination of his consultancy agreement pursuant to which he relinquished his 5% interest in Blocks 1, 3 and 4 situated offshore Southern Coast of Tanzania in return for a cash payment of US$7.5 million. On February 12, 2018, the Court dismissed the suit. The Plaintiff was ordered to pay the Defendants' costs of the suit. The Plaintiff subsequently applied for, and obtained, leave to appeal to the Court of Appeal against the decision of the Commercial Court. A notice of Appeal was filed, being the first step in the appeal process, but the memorandum of appeal has yet to be lodged. Until the completion date of the consolidated financial statements, the Plaintiff has not yet filed for the memorandum of appeal. Accordingly, no provision for any liability has been made in the consolidated financial statements.

On May 13, 2019, the Plaintiff instituted Injunctive relief against The Company's acquisition of Ophir under Commercial Case No. 43 of 2019 and, based on the Commercial Case No. 43 of 2019, the Plaintiff also applied for Injunctive relief relating to payment by the Company for acquisition of Ophir under Miscellaneous Commercial Application No. 85 of 2019, in the Commercial Court against Ophir Energy Limited ("Ophir") and Medco Energi Global Pte Limited ("MEG"), jointly and severally.

46. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

xi. Gugatan Hukum dari Moto Mabanga dengan Ophir Tanzania Blok 1, 3, dan 4 (lanjutan)

Dalam gugatannya, Penggugat menyatakan bahwa Ophir dan MEG berkonspirasi, agar MEG dapat dengan curang mengakuisisi Ophir (termasuk hak partisipasi di Blok 1, 3, dan 4). Penggugat menyatakan bahwa akuisisi sebesar 20% dari blok oleh MEG adalah penipuan dan illegal. Ophir telah mengajukan *joint Written Statement of Defence*. Kasus ini masih berjalan untuk sidang selanjutnya yang ditunda ke tanggal 25 November 2019 lalu ditunda lagi ke tanggal 5 Maret 2020.

Pada sidang 5 Maret 2020, Permohonan No. 85 tahun 2019 yang diajukan oleh Moto Mabanga melawan Ophir, MEG dan Fair Competition Comission ("FCC") untuk putusan sementara dipanggil untuk sidang dengan agenda keberatan awal yang diajukan oleh FCC terhadap Permohonan tersebut. Sidang dilanjutkan tetapi dalam proses persidangan, Pemohon mencabut Permohonan. Alasan yang diberikan untuk pencabutan adalah bahwa Pemohon tidak lagi memerlukan salinan kinerja yang dilakukan oleh MEG kepada FCC dan bahwa selain masalah jaminan, Pemohon tidak memiliki masalah dengan FCC.

Menyusul pencabutan permohonan oleh Pemohon terhadap FCC, telah dilakukan sidang selanjutnya di tanggal 15 April 2020 untuk pemeriksaan substansi kasus. Pada sidang tersebut ditetapkan bahwa Moto Mabanga harus menyampaikan Perubahan *Commercial Case* No. 43 tahun 2019 di tanggal 30 April 2020. Sampai tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasian, Moto Mabanga belum menyampaikan Perubahan tersebut.

46. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

xi. Lawsuit from Moto Mabanga Against Ophir Tanzania Block 1, 3, and 4 (continued)

In the suit, the Plaintiff alleges that Ophir and MEG conspired to have MEG fraudulently acquire Ophir's (including its interests in Blocks 1, 3 and 4). The Plaintiff declared that the intended acquisition of 20% interest of the Blocks by MEG was fraudulent and illegal. Ophir has filed a joint Written Statement of Defence. The case is still on going for the next hearing which was postponed to November 25, 2019 and then postponed again to March 5, 2020.

On March 5, 2020 hearing, the Commercial Application No. 85 of 2019 instituted by Moto Mabanga against Ophir, MEG and Fair Competition Comission ("FCC") for temporary injunction was called for hearing of the preliminary objections raised by FCC against the application. The hearing proceeded but in the course of the hearing the Applicant withdrew the application. The reason given for the withdrawal was that the Applicant no longer needed a copy of the performance undertaking given by MEG to FCC and that besides the issue of the guarantee, the Applicant had no issues with FCC.

Following the withdrawal of the application by the Applicant against FCC, further hearing has been held on April 15, 2020 to hear on the merits of case. On such hearing, it was ordered by the Court that Moto Mabanga shall submit Amendment of the Commercial Case No. 43 of 2019 to the Court on April 30, 2020. Up to the completion date of these consolidated financial statements, Moto Mabanga has not submitted the Amendment.

46. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

xi. Gugatan Hukum dari Moto Mabanga dengan Ophir Tanzania Blok 1, 3, dan 4 (lanjutan)

Lebih lanjut, pada tanggal 16 April 2020, di dalam sidang atas *Miscellaneous Commercial Application* No. 85 tahun 2019, diputuskan bahwa Penggugat harus menyampaikan Perubahan terhadap *Miscellaneous Commercial Application* No. 85 tahun 2019, di tanggal 29 April 2020 dikarenakan adanya perubahan atas *Commercial Case* No. 43 tahun 2019. Sampai dengan tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasian, Moto Mabanga belum menyampaikan Perubahan tersebut.

Grup berpendapat bahwa gugatan tersebut tidak memiliki dasar hukum yang kuat, dan masih dalam proses persidangan, sehingga tidak ada pencadangan atas gugatan tersebut dalam laporan keuangan konsolidasian.

xii. Gugatan Hukum dari Arief Fauzi Nur atas dasar Perbuatan Melawan Hukum

PT Medco E & P Indonesia (“MEPI”) menerima surat klaim dari mantan karyawan Arief Fauzi Nur ("AFN") (diwakili oleh pengacaranya Kantor Hukum Dharmanusa) dengan klaim bahwa selama tahun-tahun layanan AFN ada beberapa pelanggaran hukum (terutama UU Ketenagakerjaan dan Hukum Serikat Buruh) dengan klaim utama adalah, bahwa perusahaan telah melakukan penugasan/rotasi/mekanisme pergeseran dan prosedur tersebut diduga AFN tidak sesuai dan tidak sesuai dengan hukum dan peraturan.

AFN mengklaim bahwa AFN menderita kerugian karena tindakan MEPI ini, dengan kerugian tidak langsung sebesar AS$10 juta. Pertemuan telah dilakukan dengan pengacara AFN untuk membahas masalah ini pada tanggal 28 Juni 2018.

Surat selanjutnya diterima oleh MEPI pada Agustus 2018 dan ditanggapi oleh MEPI yang menyatakan bahwa MEPI telah mematuhi hukum dan peraturan.

46. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

xi. Lawsuit from Moto Mabanga Against Ophir Tanzania Block 1, 3, and 4 (continued)

Further, on April 16, 2020, in the hearing on Miscellaneous Commercial Application No. 85 of 2019, it was ruled by the Court that the Plaintiff shall submit amendment of Miscellaneous Commercial Application No. 85 of 2019, on April 29, 2020 due to amendment to be made on Commercial Case No. 43 of 2019. Up to the completion date of these consolidated financial statements, Moto Mabanga has not submitted the Amendment.

The Group is in the opinion that such lawsuit does not have strong legal basis, and still in the trial process, therefore, the no provision recognized for this lawsuit in its consolidated financial statements.

xii. Lawsuit from Arief Fauzi Nur on the basis of Unlawful Acts

PT Medco E & P Indonesia (“MEPI”) received a claim letter from a former employee Arief Fauzi Nur (”AFN”) (represented by his attorney Dharmanusa Law Office) with the claim that during AFN service years there are some breaches to the laws (especially Law of Manpower and Law of Labor Union) with the primary claim is, that company has been conducting the assignment/rotation/shifting mechanism and such procedures were alleged by AFN to be not in compliant and not in accordance to laws and regulations.

AFN has claimed that AFN suffered losses due to these actions of MEPI, with indirect loss of US$10 million. A meeting has been conducted with AFN’s attorney to discuss this matter on June 28, 2018.

Another letter was received by MEPI in August 2018 and responded by MEPI stating that MEPI has complied with the laws and regulations.

46. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

xii. Gugatan Hukum dari Arief Fauzi Nur atas dasar Perbuatan Melawan Hukum (lanjutan)

AFN melalui Lembaga Bantuan Hukum Indonesia Raya, telah secara resmi mendaftarkan gugatan di Pengadilan Negeri Jakarta Selatan tanggal 21 November 2019 atas dasar tindakan melawan hukum. Total klaim terdiri dari kerugian material sebesar AS$2.075.658 ditambah kerugian immaterial sebesar AS$8 juta.

Saat ini, gugatan ini sedang dalam pemeriksaan kasus dan sidang berikutnya akan diadakan tanggal 3 Juni 2020 dengan agenda penyerahan tanggapan dari Tergugat.

Grup berpendapat bahwa gugatan tersebut tidak memiliki dasar hukum yang kuat, oleh karena itu, tidak ada pencadangan atas gugatan tersebut dalam laporan keuangan konsolidasian.

xiii. Gugatan Hukum dari PT Hago Igur Energy

Pada 11 Desember 2018, PT Hago Igur Energy sebagai Penggugat melalui kuasa hukumnya mengajukan gugatan di Pengadilan Negeri Jakarta Selatan terhadap Ophir Energy Indonesia (West Papua IV) 1 Limited, Ophir Energy Indonesia (Kofiau) 1 Limited, Ophir Energy Indonesia (Halmahera-Kofiau) 1 Limited, Ophir Energy Ltd (secara bersamaan disebut "Grup") dan Niko (Neco) Ltd sebagai Tergugat dan Armada Geoventures Pte Ltd, Geodata Ventures Pte Ltd, Pusat Data dan Teknologi Informasi Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Pusdatin) dan Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral sebagai Turut-tergugat. Adapun gugatan yang diajukan adalah sebagai berikut:

46. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

xii. Lawsuit from Arief Fauzi Nur on the basis of Unlawful Acts (continued)

AFN through Legal Aid Agencies Indonesia Raya, has formally registered a law suit in South Jakarta District Court dated November 21, 2019 on the basis of unlawful acts. The claim in total consist of material loss of US$2,075,658 plus immaterial loss of US$8 million.

This lawsuit is currently on case examination and the next court hearing will be held on June 3, 2020 with the agenda of submission of counter response by the Defendant.

The Group is of the opinion that such lawsuit does not have strong legal basis, therefore, no provision recognized for this lawsuit in its consolidated financial statements.

xiii. Lawsuit from PT Hago Igur Energy

On December 11, 2018, PT Hago Igur Energy as the Plaintiff filed a suit in the South Jakarta District Court against Ophir Energy Indonesia (West Papua IV) 1 Limited, Ophir Energy Indonesia (Kofiau) 1 Limited, Ophir Energy Indonesia (Halmahera-Kofiau) 1 Limited, Ophir Energy Ltd (collectively referred to as "Group") and Niko (Neco) Ltd as the Defendants and Armada Geoventures Pte Ltd, Geodata Ventures Pte Ltd, Pusat Data dan Teknologi Informasi Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Pusdatin) dan Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral as the Co-defendant. Below is the claim:

46. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

xiii. Gugatan Hukum dari PT Hago Igur Energy (lanjutan)

a. Perbuatan Melawan Hukum atas penggunaan data seismik 3D di Kofiau (2.248 km²), Halmahera-Kofiau (1.912 km²), dan West Papua IV (2.415 km²) sejak 3 Maret 2012;
b. Grup untuk membayar biaya lisensi data dengan total AS$9.862.500, dan
c. Kerugian immaterial Rp100 milyar dan menetapkan sita jaminan aset Grup di Gedung Bursa Efek Indonesia lantai 15 #15-02 Tower II. Jl. Jendral Sudirman Kav. 52-53 Jakarta Selatan 12190 (sebelumnya kantor Ophir).

Agenda sidang pada tanggal 5 Mei 2020 adalah untuk memeriksa kredensial dokumen asli tergugat. Dalam persidangan, karena situasi pandemik, Majelis Hakim menyetujui permintaan tersebut dan kemudian menunda sidang sampai 16 Juni 2020, dengan agenda yang sama, yaitu penyerahan balasan dari para tergugat dan memeriksa kredensial dokumen asli para Tergugat.

Grup menyatakan bahwa klaim tersebut tidak memiliki dasar hukum dan proses persidangan masih dalam tahap awal sehingga tidak ada pencadangan atas gugatan tersebut pada laporan keuangan konsolidasian.

46. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigations (continued)

xiii. Lawsuit from PT Hago Igur Energy (continued)

a. The Tort of the 3D seismic data usage in Kofiau (2,248 km²), Halmahera-Kofiau (1,912 km²), and West Papua IV (2,415 km²) since March 3, 2012;
b. Group to pay the data license fee in the amount of US$9,862,500, and
c. Immaterial loss in the amount of Rp100 billion and determine Group's asset at Indonesia Stock Exchange Building 15th floor #15-02 Tower II Jl. Jendral Sudirman Kav. 52-53 Jakarta Selatan 12190 (Ophir's ex-office) as the security seizure.

The agenda on May 5, 2020 hearing is to check the credentials of the original documents of Defendants. In the hearing, due to the pandemic situation, the Panel of Judges approved the request and further adjourned the hearing until June 16, 2020, with the same agenda, i.e. submission of rejoinder from the Defendants and Co-defendants, and checking the credentials of the original documents of Defendants.

The Group states that such claim has no legal basis, and the hearing proceeding is still in the early stage, therefore, no provision has been made for this lawsuit in the consolidated financial statements.

46. KONTINJENSI (lanjutan)

b. Klaim dari Audit oleh Pemerintah dan Mitra Operasi Bersama

Sehubungan dengan kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi, Pemerintah dan mitra operasi bersama secara periodik melakukan audit atas kegiatan Grup tersebut. Klaim yang timbul dari audit tersebut dapat disetujui oleh manajemen dan diakui di dalam pencatatan, atau tidak disetujui oleh manajemen.

Resolusi atas klaim yang tidak disetujui dapat memerlukan waktu pembahasan yang lama hingga beberapa tahun. Pada tanggal 31 Desember 2019, temuan audit Pemerintah yang belum selesai terhadap klaim yang sebagian besar terkait dengan biaya yang tidak dapat di *cost recovery* dari tahun 2011 sampai dengan 2018. Manajemen meyakini bahwa Grup memiliki posisi kuat dalam menghadapi tuntutan, dan oleh karena itu, tidak terdapat provisi yang dicadangkan atas klaim yang ada.

c. Pemanfaatan Gas Bumi dari PSC Blok A

Pada tanggal 30 Juli 2018, PT Medco E & P Malaka, Entitas Anak, menerima surat dari Kementrian Energi dan Sumber Daya Mineral tertanggal 26 Juli 2018 perihal Pemanfaatan Gas Bumi dari PSC Blok A dan perubahan harga gas terkait. Pada tanggal 26 Oktober 2018, Grup mengirimkan tanggapan resmi yang menyatakan bahwa Grup memiliki beberapa keberatan atas isi dari surat tersebut. Sampai dengan tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasian, Grup belum menerima tanggapan. Namun, terutama setelah diterbitkannya Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) No. 8 Tahun 2020 tanggal 6 April 2020, pembahasan untuk menyelesaikan perselisihan komersial sejalan dengan Peraturan Presiden No. 40 Tahun 2016, antara Perusahaan dan berbagai lembaga Pemerintah semakin ditingkatkan. Berdasarkan Peraturan Presiden No. 40 dan yang dipertegas kembali dalam Peraturan Menteri ESDM No. 8 Tahun 2020, pendapatan Grup akan tetap utuh walau dengan adanya pengaturan perubahan harga gas.

46. CONTINGENCIES (continued)

b. Government and Joint Operations Audit Claims

In relation with its oil and gas exploration and production activities, the Group is subject to periodic audits by governmental agencies and joint operations partners. Claims arising from these audits are either agreed by management and recorded in the accounting records or are disputed.

Resolution of disputed claims may require a lengthy negotiation process extending over a number of years. As of December 31, 2019, the outstanding Government audit findings, mainly relates to cost not eligible for cost recovery for the years 2011 until 2018. Management believes that the Group has strong position against these claims, and therefore, no provisions have been made for these claims.

c. Utilization of Natural Gas from PSC Block A

On July 30, 2018, PT Medco E & P Malaka, a Subsidiary, received a letter from the Ministry of Energy and Mineral Resources dated July 26, 2018 regarding the Utilization of Natural Gas from PSC Block A and changes to the related gas price. On October 26, 2018, the Group sent a formal response letter in which the Group objected some of the content of the aforementioned letter. Up to the completion date of the consolidated financial statements, the Group has not received any written response. However, especially following the issue of Ministry of Energy and Mineral Resources (MOEMR) Regulation No. 8 Year 2020 on April 6, 2020, discussion to resolve the commercial dispute, in line with Presidential Regulation No. 40 Year 2016, between the Company and various Government agencies has intensified. Under Presidential Regulation No. 40 and reaffirmed in MOEMR Regulation No. 8 Year 2020, the Group's revenue is to remain whole following any regulated gas price change.

46. KONTINJENSI (lanjutan)

c. Pemanfaatan Gas Bumi dari PSC Blok A (lanjutan)

Oleh karena itu, manajemen berkeyakinan bahwa Grup memiliki posisi yang kuat untuk memperoleh hasil yang baik dan bahwa piutang yang timbul dari perbedaan pandangan mengenai harga gas dapat dipulihkan. Pembahasan mengenai dampak Peraturan Menteri No. 8 pada entitas anak Grup yang lain belum dimulai dan menunggu penyelesaian pembahasan Blok A dan diterbitkannya peraturan pelaksana.

d. Kewajiban kepada Pihak Penjamin

Medco Energi US LLC (MEUS) secara kontinjen berkewajiban kepada perusahaan asuransi penjamin, dengan jumlah keseluruhan sebesar AS$3.000.000 pada tanggal 31 Desember 2019 berkaitan dengan penerbitan obligasi atas nama MEUS kepada *The United States Bureau of Ocean Energy Management* (BOEM) dan kepada pihak ketiga dimana aset minyak dan gas bumi dibeli. Obligasi tersebut adalah jaminan pihak ketiga dari perusahaan asuransi penjamin bahwa MEUS akan beroperasi sesuai dengan aturan dan ketentuan yang diterapkan dan akan melakukan kewajiban *Plugging and Abandonment* seperti disebut dalam perjanjian pembelian dan penjualan. Pada tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasian, Sanare Energy Partners, LLC sebagai pembeli dari Blok Main Pass 64 dan 65 telah melakukan penggantian kewajiban MEUS atas obligasi tersebut kepada pihak penjamin dan saat ini sedang dalam proses perubahan secara administratif di BOEM.

46. CONTINGENCIES (continued)

c. Utilization of Natural Gas from PSC Block A (continued)

Therefore, the management continues to believe that the Group has a strong position to obtain a favorable result and that the receivable arising from the different views on gas prices is recoverable. Discussion of the impact of Ministerial Regulation No. 8 on any other Group subsidiaries have not yet begun pending resolution of the Block A discussions and the issue implementing regulations.

d. Surety Obligations

Medco Energi US LLC (MEUS) is contingently liable to a surety insurance company in the aggregate amount of US$3,000,000 as of December 31, 2019 relative to bonds issued on MEUS's behalf to The United States Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) and certain third parties from whom oil and gas properties were purchased. The bonds are third party guarantees by the surety insurance company that the MEUS will operate in accordance with applicable rules and regulations and perform certain Plugging and as specified by applicable purchase and sale agreements. On the completion date of the consolidated financial statements, Sanare Energy Partners, LLC as the buyer of Block Main Pass 64 and 65 has replaced MEUS' surety obligations and is currently in the process of being changed administratively in BOEM.

47. LIABILITAS PEMBONGKARAN ASET DAN RESTORASI AREA DAN PROVISI LAIN-LAIN

Mutasi liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area adalah sebagai berikut:

47. ASSET ABANDONMENT AND SITE RESTORATION OBLIGATIONS AND OTHER PROVISIONS

The movements in asset abandonment and site restoration obligations are presented below:

	2019	2018	
Indonesia			***Indonesia***
Saldo awal	143.088.278	93.970.280	*Beginning balance*
Akresi selama tahun berjalan	6.572.779	6.035.640	*Accretion during the year*
Akuisisi entitas anak	37.333.586	-	*Acquisition of subsidiaries*
Pelepasan hak partisipasi	(29.926.339)	-	*Divestment of participation interest*
Penyesuaian	4.004.584	43.082.359	*Adjustment*
Saldo akhir	161.072.888	143.088.279	*Ending balance*
Rekening yang dicadangkan	(79.739.136)	(54.522.470)	*Escrow accounts*
Saldo akhir - neto	81.333.752	88.565.809	*Ending balance - net*
Internasional			***International***
Saldo awal	-	14.703.027	*Beginning balance*
Akresi selama tahun berjalan	1.711.196	405.611	*Accretion during the year*
Akuisisi entitas anak	94.063.777	-	*Acquisition of subsidiaries*
Reklasifikasi sehubungan dengan klasifikasi dimiliki untuk dijual	-	(15.108.638)	*Reclassification in relation to held for sale classification*
Penyesuaian	22.755.764	-	*Adjustment*
Saldo akhir	118.530.737	-	*Ending balance*
Rekening yang dicadangkan	(48.712.901)	-	*Escrow accounts*
Saldo akhir - neto	69.817.836	-	*Ending balance - net*
Jumlah	**151.151.588**	**88.565.809**	***Total***

Estimasi terkini untuk biaya pembongkaran aset dan restorasi area yang ditinggalkan tidak dihitung oleh konsultan independen, tetapi dilakukan oleh pihak manajemen. Manajemen berkeyakinan bahwa akumulasi penyisihan pada tanggal laporan posisi keuangan konsolidasian telah cukup untuk menutup semua liabilitas yang timbul dari kegiatan pembongkaran aset dan restorasi area di masa depan. Estimasi tersebut ditelaah setiap tahun dan disesuaikan bila diperlukan. Kisaran tingkat diskonto yang dipergunakan dalam perhitungan adalah 3,49% - 4,14%.

The current estimates for the asset abandonment and site restoration obligations were determined by management and not by an independent consultant. Management believes that the accumulated provisions as of the dates of the consolidated statements of financial position are sufficient to meet the environmental obligations resulting from future asset abandonment and site restoration. These estimates are reviewed on annual basis and adjusted if required. The range of discount rate used in the calculation is 3.49% - 4.14%.

Rekening yang dicadangkan dan dicantumkan di atas ditempatkan di PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk dan PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk untuk mendanai liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area di Indonesia sehubungan dengan operasi minyak dan gas.

The escrow accounts as mentioned above placed in PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk and PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk are for the funding of asset abandonment and site restoration obligations relating to oil and gas operations in Indonesia.

48. TIMUR TENGAH DAN AFRIKA UTARA

Grup memiliki kontrak kerja sama operasi untuk eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi di Libya, Yaman dan Tunisia serta kontrak jasa minyak dan gas bumi di Oman. Pada awal tahun 2011, kerusuhan berlangsung di Libya dan merambat ke Yaman. Pada tahun 2016, Grup telah mencadangkan penurunan nilai atas aset di Yaman dan Libya masing-masing sebesar AS$2,5 juta dan AS$180 juta.

Pasca kerusuhan yang terjadi di Libya, di tahun yang sama, Grup mulai membuka kembali operasi di sana dengan aktivitas yang masih terbatas. Grup memiliki biaya eksplorasi yang dikapitalisasi sebesar AS$118,89 juta atau 1,98% dari jumlah aset konsolidasian Grup yang diklasifikasikan dan disajikan sebagai bagian dari aset yang dimiliki untuk dijual pada tanggal 31 Desember 2019. Secara substansial, pengeluaran tersebut dikeluarkan untuk kegiatan pengeboran terutama *sub-surface well equipment*, dimana bukan merupakan aset berwujud di atas tanah, yang menghasilkan penemuan hidrokarbon dalam volume yang sangat signifikan pada 10.000 kaki di bawah tanah. Aset tersebut (seperti cadangan hidrokarbon dan *sub-surface well equipment*) secara fisik aman dari kerusuhan sipil.

Pada tahun 2019, Grup bermaksud untuk melepas operasi Libya dan penyelesaian divestasi ini akan menghapus kehadiran Grup di Libya (Catatan 36).

Pada bulan November 2019, Grup telah menyelesaikan pelepasan 100% kepemilikan pada entitas anak yang memiliki seluruh operasi Tunisia. Penyelesaian transaksi divestasi ini telah menghapus kehadiran Grup di Tunisia.

Di Blok 9 Yaman, aktivitas *pre-commissioning* yang dimulai pada kuartal keempat tahun 2018 telah berhasil dilakukan, sehubungan dengan hal tersebut, Blok 9 sudah mulai kembali berproduksi pada kuartal pertama di tahun 2019, produksi telah stabil di bulan Juli 2019. *Lifting* pertama telah dilakukan di bulan Oktober 2019.

48. MIDDLE EAST AND NORTH AFRICA

The Group has oil and gas exploration and production joint operations contracts in Libya, Yemen and Tunisia and an oil and gas service contract in Oman. In early 2011, civil unrests were taking place in Libya, and to a lesser extent in Yemen. In 2016, the Group has recognized the provision for impairment of Yemen and Libya assets which amounted to US$2.5 million and US$180 million, respectively.

After the civil unrest in Libya in the same year, the Group has already resumed its operations with limited activities. The Group has total capitalized exploration expenditures of US$118.89 million or 1.98% of the Group's total consolidated assets which are classified and presented as part of assets held for sale as of December 31, 2019. Those expenditures were substantially spent for the drilling activities involving primarily sub-surface well equipment, not in the form of tangible assets on land, that have resulted in the discovery of very significant volume of hydrocarbons that reside about 10,000 feet underground. Therefore, the assets (i.e., the hydrocarbon reserves and the associated sub-surface well equipment) had not been exposed to the disturbances during the civil unrest.

In 2019, the Group has intention to divest its Libya operations and the completion of this divestment will remove the Group's presence in Libya (Note 36).

In November 2019, the Group has completed its divestment of its 100% ownership in a subsidiary that owned all of Tunisia operations. The completion of this divestment transaction has remove the Group's presence in Tunisia.

In Yemen Block 9, pre-commissioning activities has been started in the fourth quarter of 2018 and has been successfully conducted. In regards with that matter, Block 9 has restarted production in the first quarter of 2019, and the production has been stable in July 2019. The first lifting was conducted in October 2019.

49. RISIKO OPERASIONAL

Operasi Grup di sektor minyak dan gas bumi terkait dengan bahaya dan risiko bawaan pada saat pengeboran dan produksi dan transportasi atas gas alam dan minyak, seperti kebakaran, bencana alam, ledakan, menghadapi formasi dengan tekanan yang abnormal, semburan liar, ambles, pipa patah dan bocor yang dapat menyebabkan kehilangan hidrokarbon, polusi lingkungan, klaim atas cedera perorangan dan kerusakan lain atas aset tetap Grup. Sebagai tambahan, terdapat aktivitas minyak dan gas bumi tertentu Grup yang dilakukan di wilayah yang menghadapi gangguan cuaca tropis, yang dapat menyebabkan kerusakan yang substansial atas fasilitas dan menghambat produksi.

Sebagai perlindungan terhadap risiko operasional tersebut, Grup mempunyai perlindungan asuransi, namun tidak atas semua kerugian yang potensial. Perlindungan asuransi Grup untuk aktivitas eksplorasi dan produksi gas dan minyak bumi meliputi, namun tidak terbatas pada kerusakan sumur, semburan liar dan beberapa biaya tertentu untuk pengendalian polusi, kerusakan fisik aset tertentu, kewajiban terhadap karyawan, kewajiban umum yang komprehensif, asuransi kendaraan dan kompensasi pekerja.

49. OPERATIONAL RISKS

The Group's operations in the oil and gas sector are subject to hazards and inherent risks in drilling and production and transportation of natural gas and oil, such as fires, natural disasters, explosions, encountering formations with abnormal pressures, blowouts, cratering, pipe line ruptures and spills, which can result in the loss of hydrocarbons, environmental pollution, personal injury claims and other damage to properties of the Group. Additionally, certain of the Group's oil and natural gas operations are located in areas that are subject to tropical weather disturbances, some of which can be severe enough to cause substantial damage to facilities and possibly interrupt production.

As protection against operational risks, the Group maintains insurance coverage against some, but not all potential losses. The Group's insurance coverage for its oil and gas exploration and production activities includes, but is not limited to, loss of wells, blowouts and certain costs of pollution control, physical damage to certain assets, employer's liability, comprehensive general liability, and automobile and workers compensation insurance.

50. TRANSAKSI NON-KAS

Transaksi non-kas terdiri dari:

50. NON-CASH TRANSACTIONS

Non-cash transactions consist of:

	2019	2018	
Penambahan pada aset konsesi	88.636.025	66.080.639	*Additions to concession financial asset*
Penambahan aset minyak dan gas melalui liabilitas pembongkaran aset	31.937.349	43.082.359	*Addition of oil and gas properties involving asset abandonment and site restoration obligations*
Setoran modal dari kepentingan nonpengendali dari konversi utang ke ekuitas	19.565.295	7.250.880	*Capital injection from non-controlling interest due to debt to equity process*
Beban pendanaan yang berasal dari akresi liabilitas restorasi area dan pembongkaran asset	8.283.975	6.441.251	*Financing charges from accretion in asset abandonment and site restoration obligations*
Reklasifikasi dari aset eksplorasi dan evaluasi ke aset minyak dan gas bumi	1.414.439	12.025.290	*Reclassification from exploration and evaluation asset to oil and gas properties*
Konversi wesel tagih ke investasi jangka panjang yang dicatat sebagai aset tidak lancar yang diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual	-	137.923.011	*Conversion of notes receivable to long-term investment which classified as non-current assets classified as held for sale*
Reklasifikasi dari aset tetap dalam pembangunan ke piutang sewa pembiayaan	-	16.428.212	*Reclassification from construction in progress to finance lease receivables*
Pengurangan dari aset minyak dan gas bumi akibat sumur kering	(12.050.897)	-	*Deduction to oil and gas properties due to dry hole*
Jumlah	**137.786.186**	**289.231.642**	***Total***

51. PERUBAHAN LIABILITAS KEUANGAN YANG TIMBUL DARI AKTIVITAS PENDANAAN

Tabel di bawah ini menyajikan perubahan liabilitas keuangan Grup yang timbul dari aktivitas pendanaan:

51. CHANGES IN FINANCIAL LIABILITIES ARISING FROM FINANCING ACTIVITIES

The following table sets out the changes of the Group's financial liabilities arising from financing activities:

	2019						
	1 Januari/ *January 1*	Arus Kas Masuk/ *Cash Inflows*	Arus Kas Keluar/ *Cash Outflows*[2]	Mutasi Valuta Asing/ *Foreign Exchange Movement*	Lain-lain/ *Others*[1)2)]	31 Desember/ *December 31*	
Pinjaman bank jangka pendek	40.000.000	280.000.000	(320.000.000)	-	-	-	*Short-term bank loans*
Liabilitas derivatif - jangka pendek	11.225.780	-	(8.873.109)	-	4.138.246	6.490.917	*Derivative liabilities - current*
Pinjaman jangka panjang yang jatuh tempo dalam satu tahun:							*Current maturities of long-term debt:*
- Pinjaman bank	230.529.466	8.858.900	(468.909.957)	-	319.886.019	90.364.428	*Bank loans*
- Pinjaman dari instansi keuangan non-bank	54.570	-	-	1.300	(29.508)	26.362	*Loans from non-bank financial institution*
- Obligasi rupiah	77.378.221	-	(79.466.541)	1.985.705	45.780.521	45.677.906	*Rupiah bonds*
- Wesel jangka menengah	54.499.975	-	(55.000.000)	-	500.025	-	*Medium term notes*
Pinjaman jangka panjang - setelah dikurangi bagian jatuh tempo dalam setahun:							*Long-term debt net of current maturities:*
- Pinjaman bank	1.012.275.238	181.787.000	(126.775.322)	5.916	(63.135.744)	1.004.157.088	*Bank loans*
- Pinjaman dari instansi keuangan non-bank	10.907.474	-	(11.348.938)	418.046	29.509	6.091	*Loans from non-bank financial non-bank*
- Obligasi Rupiah	447.623.190	58.568.180	-	19.398.668	(43.356.138)	482.233.900	*Rupiah bonds*
- Obligasi Dolar AS	867.801.068	637.104.000	(111.153.348)	-	112.161.440	1.505.913.160	*US Dollar bonds*
- Wesel jangka menengah	66.456.769	-	-	-	178.173	66.634.942	*Medium - term notes*
Liabilitas derivatif - jangka panjang	36.021.136	-	-	-	(234.307)	35.786.829	*Derivative liabilities - non-current*
Jumlah liabilitas keuangan dari aktivitas pendanaan	**2.854.772.887**	**1.166.318.080**	**(1.181.527.215)**	**21.809.635**	**375.918.236**	**3.237.291.623**	***Total financing liabilities from financing activities***

	2018						
	1 Januari/ *January 1*	Arus Kas Masuk/ *Cash Inflows*	Arus Kas Keluar/ *Cash Outflows*	Mutasi Valuta Asing/ *Foreign Exchange Movement*	Lain-lain/ *Others*[1)]	31 Desember/ *December 31*	
Pinjaman bank jangka pendek	42.000.000	142.000.000	(144.000.000)	-	-	40.000.000	*Short-term bank loans*
Liabilitas derivatif - jangka pendek	55.092.235	-	(62.289.889)	-	18.423.434	11.225.780	*Derivative liabilities - current*
Pinjaman jangka panjang yang jatuh tempo dalam satu tahun:							*Current maturities of long-term debt:*
- Pinjaman bank	161.395.447	-	(171.215.082)	784.193	239.564.908	230.529.466	*Bank loans*
- Pinjaman dari instansi keuangan non-bank	1.205.049	-	(813.742)	(415.014)	78.277	54.570	*Loans from non-bank financial institution*
- Obligasi Rupiah	129.006.725	-	(126.799.866)	(7.595.589)	82.766.951	77.378.221	*Rupiah bonds*
- Wesel jangka menengah	73.660.258	-	(66.080.751)	(7.730.881)	54.651.349	54.499.975	*Medium term notes*

51. PERUBAHAN LIABILITAS KEUANGAN YANG TIMBUL DARI AKTIVITAS PENDANAAN (lanjutan)

51. CHANGES IN FINANCIAL LIABILITIES ARISING FROM FINANCING ACTIVITIES (continued)

	2018						
	1 Januari/ *January 1*	Arus Kas Masuk/ *Cash Inflows*	Arus Kas Keluar/ *Cash Outflows*	Mutasi Valuta Asing/ *Foreign Exchange Movement*	Lain-lain/ *Others*[1)]	31 Desember/ *December 31*	
Pinjaman jangka panjang - setelah dikurangi bagian jatuh tempo dalam setahun:							*Long-term debt net of current maturities:*
- Pinjaman bank	1.367.229.847	404.918.622	(524.048.280)	(3.549.823)	(232.275.128)	1.012.275.238	*Bank loans*
- Pinjaman dari instansi keuangan non-bank	27.314.985	6.281.078	(20.412.429)	(2.365.125)	88.965	10.907.474	*Loans from non-bank financial non-bank*
- Obligasi Rupiah	348.648.809	200.570.255	-	(17.379.258)	(84.216.616)	447.623.190	*Rupiah bonds*
- Obligasi Dolar AS	384.704.834	489.275.418	-	-	(6.179.184)	867.801.068	*US Dollar bonds*
- Wesel jangka menengah	53.958.848	67.150.000	-	-	(54.652.079)	66.456.769	*Medium - term notes*
Liabilitas derivatif - jangka panjang	20.131.692	-	-	-	15.889.444	36.021.136	*Derivative liabilities - non-current*
Jumlah liabilitas keuangan dari aktivitas pendanaan	**2.664.348.729**	**1.310.195.373**	**(1.115.660.039)**	**(38.251.497)**	**34.140.321**	**2.854.772.887**	***Total financing liabilities from financing activities***

1) Lain-lain terdiri atas biaya transaksi, amortisasi diskonto yang belum diamortisasi, reklasifikasi pinjaman jangka panjang dan jangka pendek dan perubahan nilai wajar.

2) Jumlah termasuk utang bank dan utang obligasi dari akusisi Ophir Energy Plc.

1) Others consist of transaction cost, amortization of unamortized discount, reclassification of loans from non-current to current portion and change in fair value.

2) The amount is included bank loan and bonds payable from acquisition of Ophir Energy Plc.

52. PERISTIWA SETELAH PERIODE PELAPORAN

i. Antara tanggal 1 Januari 2020 hingga tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasian, sebanyak 4.372.192 Waran Seri I telah dikonversi menjadi 4.372.192 lembar saham dengan jumlah penerimaan sebesar Rp2.844.118.925.

ii. Pada tanggal 8 Januari 2020 dan 2 Maret 2020, 383.176 lembar saham dan 250.000 lembar saham telah diberikan sebagai bagian dari *Employee Share Ownership Scheme.*

iii. Pada tanggal 17 Januari 2020 PT Medco Power Indonesia ("MPI") melakukan transaksi "Pertukaran Mata Uang Silang" ("*Cross Currency Swap*") untuk mengubah kewajiban Dolar AS menjadi Rupiah, dimana MPI akan membayarkan suku bunga tetap dalam Rupiah dan menerima suku bunga mengambang dalam Dolar AS, dengan PT Bank Maybank Indonesia Tbk dan PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk.

52. EVENTS AFTER THE REPORTING PERIOD

i. Between January 1, 2020 up to the completion date of the consolidated financial statements, a total of 4,372,192 Series I Warrants were converted to 4,372,192 shares with total proceeds of Rp2,844,118,925.

ii. On January 8, 2020 and March 2, 2020, 383,176 shares and 250,000 shares were unblocked as a part of the Employee Share Ownership Scheme.

iii. On January 17, 2020, PT Medco Power Indonesia ("MPI") has entered into a Cross Currency Swap for the US Dollar liabilities to Rupiah, in which the Company will pay fixed Rupiah interest rate and receive floating US Dollar interest rate, with PT Bank Maybank Indonesia Tbk dan PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk.

52. PERISTIWA SETELAH PERIODE PELAPORAN (lanjutan)

iv. Pada tanggal 25 Januari, 25 Februari, 25 Maret dan 25 April 2020, PT Energi Listrik Batam ("ELB") telah melakukan pembayaran cicilan terjadwal ke PT Bank Syariah Mandiri sejumlah AS$1.808.832.

v. Pada tanggal 30 Januari 2020, Medco Bell Pte Ltd, Entitas anak yang dimiliki sepenuhnya, menerbitkan *Senior Notes* sebesar AS$650 juta yang terdaftar pada *Singapore Exchange Securities Trading Limited*. *Senior Notes* ini akan jatuh tempo pada tahun 2027 dan dijamin tanpa syarat dan tidak dapat dibatalkan oleh Perusahaan dan entitas anak tertentu. Kupon adalah sebesar 6,375% per tahun, yang bunganya akan mulai dicatat dari tanggal 30 Januari 2020 dan terutang setiap tengah tahun mulai tanggal 30 Juli 2020.

vi. Pada tanggal 3 Februari 2020, PT TJB Power Services ("TJBPS") telah melunasi seluruh fasilitas kredit pembiayaan konsumen tahun 2017 dari PT Mandiri Tunas Finance.

vii. Pada 3 Februari 2020, Perusahaan menjual 10% kepemilikannya di PT Amman Mineral Internasional ("AMI") dengan menandatangani Perjanjian Jual Beli ("PJB") dengan PT Sumber Mineral Citra Nusantara ("SMCN") sebesar AS$202 juta. Perusahaan telah menerima uang muka sebesar AS$10 juta pada tanggal 7 April 2020 (Catatan 36). Dalam PJB tersebut, Perusahaan juga menjual hak opsi kepada SMCN untuk membeli tambahan 10% kepemilikannya di AMI dengan harga opsi AS$10 juta yang harus dibayar paling lambat 30 April 2020. Hak opsi berlaku sesuai dengan periode tertentu sesuai dengan yang tercantum di PJB. Namun, sampai dengan tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasian, harga opsi tersebut belum dibayarkan oleh SMCN.

viii. Pada tanggal 4 Februari 2020, PT Medcopower Energi Baru mendirikan PT Medcopower Solar Sumbawa, dengan modal dasar sebanyak 1.000 saham dengan nilai nominal Rp1.000.000.

52. EVENTS AFTER THE REPORTING PERIOD (continued)

iv. On January 25, February 25, March 25 and April 25, 2020, PT Energi Listrik Batam ("ELB") paid scheduled installments to PT Bank Syariah Mandiri totalling US$1,808,832.

v. On January 30, 2020, Medco Bell Pte Ltd, a wholly-owned Subsidiary, issued US$650 million Senior Notes listed on the Singapore Exchange Securities Trading Limited. The Senior Notes will mature in 2027 and are unconditionally and irrevocably guaranteed by the Company and certain subsidiaries. The coupon is 6.375% per annum, which will start to be accrued from January 30, 2020 and payable semi-annually in arrears commencing on July 30, 2020.

vi. On February 3, 2020, PT TJB Power Services ("TJBPS") has fully settled the consumer credit facility year 2017 from PT Mandiri Tunas Finance.

vii. On February 3, 2020, the Company sold its 10% ownership in PT Amman Mineral Internasional ("AMI") by entering into a Sales and Purchase Agreement ("SPA") with PT Sumber Mineral Citra Nusantara ("SMCN") for a total consideration of US$202 million. The Company has received deposit payment of US$10 million on April 7, 2020 (Note 36). On the SPA, the Company also sells an option to SMCN to purchase additional 10% ownership in AMI with the option price of US$10 million payable by no later than April 30, 2020. The option will be valid based on certain period as stated in the SPA. However, as of the completion date of the consolidated financial statements, the option price has not been paid by SMCN.

viii. On February 4, 2020, PT Medcopower Energi Baru established PT Medcopower Solar Sumbawa with an authorized capital stock of 1,000 share with Rp1,000,000 par value.

52. PERISTIWA SETELAH PERIODE PELAPORAN (lanjutan)

ix. Pada tanggal 20 Februari 2020, Perusahaan menerbitkan Obligasi Berkelanjutan Rupiah sebesar Rp1.500.000.000.000 ("PUB III Tahap III") yang terbagi dalam dua seri yaitu:

- Seri A sebesar Rp1.023.700.000.000 dengan tenor 3 tahun;
- Seri B sebesar Rp476.300.000.000 dengan tenor 5 tahun.

Perusahaan juga telah melakukan transaksi "Pertukaran Mata Uang Silang" ("*Cross Currency Swap*") untuk mengubah kewajiban Rupiah menjadi Dolar AS dimana Perusahaan akan membayarkan suku bunga tetap dalam Dolar AS dan menerima suku bunga tetap dalam Rupiah.

x. Pada tanggal 25 Februari 2020, Perusahaan melakukan pelunasan lebih awal atas sebagian fasilitas PTK X sebesar AS$110.000.000 dari PT Bank Mandiri (Persero) Tbk.

xi. Pada tanggal 27 Februari 2020, MEG dan Grup ATOG menandatangani perubahan atas *Share Purchase and Sale Agreement* (SSPA) sehubungan dengan penjualan 100% saham di Medco Tunisia Petroleum Limited ("MTPL") (Catatan 36). Berdasarkan perubahan tersebut, MEG dan Grup ATOG sepakat atas pengaturan sisa pembayaran setelah tanggal penyelesaian dari Grup ATOG yang akan dilunasi paling lambat di akhir tahun 2020.

xii. Pada 28 Februari 2020, PT Medco Power Indonesia ("MPI") telah melakukan pembayaran cicilan terjadwal atas pinjaman dari PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk sebesar AS$500.000.

xiii. Pada bulan Maret 2020, PT Medco E & P Tomori Sulawesi ("MEPTS"), Entitas Anak, menandatangani Perjanjian Jual Beli Kondensat Senoro dengan PT Pertamina (Persero). Perjanjian ini efektif sampai dengan 31 Desember 2022 atau dapat diakhiri lebih awal dengan disepakati bersama secara tertulis antara para pihak. Jumlah kontrak perjanjian ini adalah sekitar 800.000 barel per tahun yang terdiri dari 400.000 barel bagian MEPTS dan 400.000 barel bagian Tomori E&P Limited ("TEL").

52. EVENTS AFTER THE REPORTING PERIOD (continued)

ix. On February 20, 2020, the Company issued a Shelf Registered Rupiah Bond for Rp1,500,000,000,000 ("PUB III Phase III") consisting of two tranches:

- *Tranche A Rp1,023,700,000,000 with 3-year tenor;*
- *Tranche B Rp476,300,000,000 with 5-year tenor.*

The Company has entered into a Cross Currency Swap for the Rupiah liabilities to US Dollar in which the Company will pay fixed US Dollar interest rate and receive fixed Rupiah interest rate.

x. On February 25, 2020, the Company partially early repaid US$110,000,000 of the PTK X credit facility from PT Bank Mandiri (Persero) Tbk.

xi. On February 27, 2020, MEG and ATOG Group entered into an amendment of Share Purchase and Sale Agreement (SSPA) in relation to the sale of 100% shares in Medco Tunisia Petroleum Limited ("MTPL") (Note 36). Based on the amendment, MEG and ATOG Group agreed for the payment arrangement related to the remaining post-closing payments of ATOG Group to be settled at the latest by the end of 2020.

xii. On February 28, 2020, PT Medco Power Indonesia ("MPI") paid a scheduled loan installment to PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk for US$500,000.

xiii. In March 2020, PT Medco E & P Tomori Sulawesi ("MEPTS"), a Subsidiary, signed the Senoro Condensate Sales and Purchase Agreement with PT Pertamina (Persero). This agreement effective until December 31, 2022 or may be terminated by mutually agreed in writing among the parties. The total contract quantity of this agreement is approximately 800,000 barrels per year consist of 400,000 barrels of MEPTS' portion and 400,000 barrels of Tomori E&P Limited's ("TEL") portion.

52. PERISTIWA SETELAH PERIODE PELAPORAN (lanjutan)

xiv. Pada tanggal 5 Maret 2020, PT Medco E & P Indonesia ("MEPI"), Entitas Anak, menandatangani Perjanjian Jual Beli Minyak Mentah Kaji dengan PT Pertamina (Persero). Perjanjian ini efektif sampai dengan 31 Desember 2021 dan hingga seluruh kewajiban dalam Perjanjian telah diselesaikan oleh para pihak. Jumlah total minyak mentah yang akan dijual oleh MEPI adalah 100% dari *entitlement* Grup di PSC South Sumatera dan PSC Rimau."

xv. Pada tanggal 12 Maret 2020, Perusahaan memperpanjang fasilitas *revolving* dengan PT Bank Mandiri (Persero) Tbk sebesar AS$50 juta untuk jangka waktu satu tahun.

xvi. Pada tanggal 16 Maret 2020, Perusahaan mengumumkan rencana untuk membeli kembali maksimum sebanyak 1% dari jumlah saham Perusahaan yang telah diterbitkan. Dana yang dicadangkan untuk melakukan program pembelian kembali saham ini adalah sebesar AS$3 juta. Program ini akan dilakukan dalam kurun waktu 3 bulan setelah pengumuman tersebut.

xvii. Pada 17 Maret 2020, PT Medco Power Indonesia ("MPI") menandatangani Perjanjian Sewa, Pengoperasian dan Pemeliharaan Solar Photovoltaik ("Solar PV") dengan PT Amman Mineral Nusa Tenggara ("AMNT") dimana MPI setuju untuk: 1) membangun pembangkit listrik Solar PV, 2) menyewakan pembangkit listrik Solar PV beserta perlengkapannya, 3) mengoperasikan dan memelihara pembangkit listrik Solar PV beserta perlengkapannya dengan periode selama 20 tahun kepada AMNT.

xviii. Berdasarkan Surat PT PLN Batam ("PLN Batam") No. 00336/EPI.02.01/DIRUT/2020 tanggal 18 Maret 2020 kepada PT Energi Listrik Batam ("ELB") terkait pasokan gas, PLN Batam menyetujui usulan harga gas yang diajukan dengan tarif batas atas sebesar AS$6,00/MMBTU selama 20 tahun mulai kuartal keempat tahun 2020 dengan volume 4,5-18 BBTUD. Kemudian pada tanggal 22 April 2020, ELB menandatangani *Heads of Agreement* dengan Jindi South Jambi Co., Limited ("JINDI"), JINDI setuju untuk memenuhi kebutuhan gas pembangkit listrik ELB di batam selama 20 tahun mulai dari kuartal keempat tahun 2020 dengan tarif sebesar AS$5,85/MMBTU.

52. EVENTS AFTER THE REPORTING PERIOD (continued)

xiv. On March 5, 2020, PT Medco E & P Indonesia ("MEPI"), a Subsidiary, signed the Kaji Crude Oil Purchase Agreement with PT Pertamina (Persero). This agreement is effective until December 31, 2021 and until all the obligations in the agreement have been settled by all parties. The total amount of crude oil that will be sold by MEPI is 100% from Group's entitlement in PSC South Sumatera and PSC Rimau.

xv. On March 12, 2020, the Company extended for one year a US$50 million, revolving facility with PT Bank Mandiri (Persero) Tbk.

xvi. On March 16, 2020, the Company announced its plan to buy back up to 1% of its paid-up capital. For this buy-back program, the Company set aside funds of US$3 million. The buyback program will be conducted within a period of 3 months from the announcement.

xvii. On March 17, 2020, PT Medco Power Indonesia ("MPI") entered into a Lease, Operate and Maintain a Solar Photovoltaic ("Solar PV") agreement with PT Amman Mineral Nusa Tenggara ("AMNT") whereby MPI agreed to: 1) develop the Solar PV power plant, 2) lease the Solar PV power plant and its equipment, 3) operate and maintain the Solar PV power plant and its equipment for a period of 20 years to AMNT.

xviii. Based on Letter from PT PLN Batam ("PLN Batam") No. 00336/EPI.02.01/DIRUT/2020 dated on March 18, 2020 to PT Energi Listrik Batam ("ELB") related to gas supply, PLN Batam agreed the proposed gas price at maximum price of US$6.00/MMBTU for 20 years commencing from fourth quarter in 2020 with volume of 4.5-18 BBTUD. Subsequently, on April 22, 2020, ELB signed a Heads of Agreement with Jindi South Jambi Co., Limited ("JINDI"), JINDI agreed to fulfill gas requirement of ELB's Power Plant in Batam for 20 years commencing from 4th quarter in 2020 with price of USD5.85/MMBTU.

52. PERISTIWA SETELAH PERIODE PELAPORAN (lanjutan)

xix. Pada 24 Maret 2020, Grup melalui melalui kepemilikannya di Sarulla Operations Ltd ("SOL") telah melakukan pembayaran cicilan terjadwal kepada Konsorsium Pemberi Pinjaman Sarulla sebesar AS$11.953.519.

xx. Pada tanggal 26 Maret 2020 dan 1 April 2020, Far East Energy Trading Pte Ltd ("FEET"), entitas anak yang secara tidak langsung dimiliki seluruhnya oleh Perusahaan, menerima pengembalian sebagian atas uang muka dari PT Medco Daya Abadi Lestari ("MDAL") sejumlah AS$20 juta.

xxi. Pada tanggal 27 Maret 2020, Medco Strait Services Pte Ltd ("MSS") telah menyelesaikan dan membayar penawaran tender untuk percepatan pelunasan *Senior Notes* sebesar AS$337.707.000.

xxii. Pada tanggal 27 Maret 2020 dan 1 April 2020, Medco Energi Global Pte Ltd ("MEG") telah membayar tambahan biaya pemasaran kepada Medco Pacific Resources Pte Ltd masing-masing sebesar AS$10 Juta dan AS$10 juta.

xxiii. Pada tanggal 28 Maret 2020, Perusahaan telah melakukan pembayaran cicilan terjadwal kepada PT Bank DBS Indonesia sebesar AS$3.571.429.

xxiv. Pada tanggal 30 Maret 2020, Perusahaan telah melunasi Obligasi Berkelanjutan Rupiah II Tahap IV Seri A sebesar Rp380.000.000.000. Penyelesaian akhir untuk transaksi "Pertukaran Mata Uang Silang" ("CCS") terkait obligasi ini telah diselesaikan.

xxv. Pada 31 Maret 2020, PT Medco E & P Malaka ("MEPM") dan PT Medco E & P Tomori Sulawesi ("MEPTS") melakukan percepatan pelunasan atas sebagian *Senior Secured Facility Agreement* kepada Pemberi Pinjaman Sindikasi sebesar AS$35.000.000.

xxvi. Pada tanggal 9 April 2020, PT Medco Power Indonesia melakukan penarikan sebesar AS$5.000.000 dari PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk.

52. EVENTS AFTER THE REPORTING PERIOD (continued)

xix. On March 24, 2020, the Group through its ownership in Sarulla Operations Ltd ("SOL") paid a scheduled loan installment to Sarulla Lenders Consortium amounting to US$11,953,519.

xx. On March 26, 2020 and April 1, 2020, Far East Energy Trading Pte Ltd ("FEET"), a wholly-owned indirect subsidiary of the Company, received partial refund of advance payment from PT Medco Daya Abadi Lestari ("MDAL") totalling to US$20 million.

xxi. On March 27, 2020, Medco Strait Services Pte Ltd ("MSS") completed and paid the tender offer for the early repayment of its Senior Notes for US$337,707,000.

xxii. On March 27, 2020 and April 1, 2020, Medco Energi Global Pte Ltd ("MEG") has paid additional marketing fee to Medco Pacific Resources Pte. Ltd amounting to US$10 million and US$10 million, respectively.

xxiii. On March 28, 2020, the Company paid a scheduled loan installment to PT Bank DBS Indonesia for US$3,571,429.

xxiv. On March 30, 2020, the Company fully repaid Rupiah Shelf Registered Bonds II Phase IV Tranche A for Rp380,000,000,000. The final settlement for the Cross Currency Swap ("CCS") transaction related to this bonds has been completed.

xxv. On March 31, 2020, PT Medco E & P Malaka ("MEPM") and PT Medco E & P Tomori Sulawesi ("MEPTS") partially and early repaid the Senior Secured Facility Agreement from Syndication Loan Lender amounting to US$35,000,000.

xxvi. On April 9, 2020, PT Medco Power Indonesia has drawn US$5,000,000 from PT Bank Woori Saudara Indonesia 1906 Tbk.

52. PERISTIWA SETELAH PERIODE PELAPORAN (lanjutan)

xxvii. Pada tanggal 15 dan 23 April 2020, Perusahaan melakukan perjanjian *Non Deliverable Forward* dengan penyelesaian bulanan selama enam bulan dengan BNP Paribas dan ING Bank N.V..

xxviii. Pada tahun 2020, penyebaran pandemi global *Corona Virus Disease 2019* (COVID-19) dan dampak selanjutnya pada permintaan global akan minyak, bersama dengan faktor-faktor lain telah menyebabkan harga minyak jatuh ke level yang tidak pernah terjadi sejak awal 2016.

Apabila peristiwa ini terus berlangsung dalam jangka waktu menengah, dapat mempengaruhi usaha operasional Grup, di mana dampak dari pengaruh tersebut tergantung pada upaya mitigasi dan pencegahan yang dilakukan. Secara khusus, Grup telah mengambil beberapa tindakan untuk melindungi personil dan operasinya dari dampak langsung COVID-19 dan mengamankan dan meminimalisir gangguan terhadap bisnis Grup.

Untuk mendukung arus kas dan memastikan stabilitas operasional, manajemen telah mengambil beberapa langkah-langkah, termasuk mengurangi dan menunda belanja modal dan belanja operasional tahun 2020 dan 2021 hanya untuk pengeluaran penting dan menerapkan upaya efisiensi biaya. Perusahaan melakukan evaluasi skenario penurunan terendah pada harga komoditas dan faktor – faktor risiko lainnya dan pada tingkat tertentu melakukan lindung nilai dan kontrak lainnya untuk memitigasi beberapa risiko tersebut. Pada akhir Desember 2019 dan awal Januari 2020, Perusahaan telah menandatangani berbagai kontrak komoditas untuk melakukan lindung nilai atas risiko harga komoditas. Dalam mengelola likuiditas Grup, manajemen mengawasi dengan ketat dan menjaga tingkat kas dan setara kas di tingkat yang dianggap cukup untuk mendanai kegiatan usaha Grup dan untuk membayar bunga dari pinjaman jangka panjang minimal untuk dua belas bulan setelah tanggal pelaporan.

52. EVENTS AFTER THE REPORTING PERIOD (continued)

xxvii. On April 15 and 23, 2020, the Company entered into Non Deliverable Forward agreements with monthly settlement for six months with BNP Paribas and ING Bank N.V..

xxviii. In 2020, the global pandemic spread of Corona Virus Disease 2019 (COVID-19) and the subsequent impact on global demand for oil, together with other factors has resulted in oil prices falling to levels not seen since early 2016.

If sustained for the medium term these events may impact the business operations of the Group, while the degree of the impact depends on mitigating and preventative measures put in place. In particular, the Group has taken various actions to protect its personnel and operations from the direct impact of COVID-19 and to secure and minimize the Group's business interruption.

To support cash flows and ensure stability of operations, management has taken several steps including reducing and deferring 2020 and 2021 capital expenditures and operating expenditures to essential expenditure only and implementing cost efficiency measures. The Company runs downside scenarios on commodity prices and other risk factors and to differing extents enters hedges and other contracts to mitigate certain of those risks. At the end of December 2019 and early January 2020, the Company has entered into various commodity contracts to hedge commodity price risks. In the management of the Group's liquidity, management is closely monitoring and maintaining a level of cash and cash equivalents deemed adequate to finance the Group's operations and pay interest from long-term debts for at least the next twelve months after the reporting period.

52. PERISTIWA SETELAH PERIODE PELAPORAN (lanjutan)

Grup akan terus memantau perkembangan, menilai dan bereaksi untuk memitigasi dan mencegah dampak terhadap posisi keuangan dan hasil usaha Grup. Mengingat sifat keadaan saat ini yang dinamis, dampak pada hasil usaha konsolidasian Grup, arus kas dan kondisi keuangan belum dapat diestimasikan secara andal pada saat ini. Ketika dampak keadaan tersebut dapat diestimasikan secara andal, dampak tersebut akan dicerminkan pada laporan keuangan konsolidasian Grup di periode yang relevan.

xxix. Pada tanggal 31 Maret 2020, Pemerintah menerbitkan Peraturan Pemerintah Pengganti Undang-Undang Republik Indonesia Nomor 1 Tahun 2020 yang menetapkan, antara lain, penurunan tarif pajak penghasilan wajib pajak badan dalam negeri dan bentuk usaha tetap dari semula 25% menjadi 22% untuk tahun pajak 2020 dan 2021 dan 20% mulai tahun pajak 2022 dan seterusnya, serta pengurangan lebih lanjut tarif pajak sebesar 3% untuk wajib pajak badan dalam negeri berbentuk perseroan terbuka yang memenuhi persyaratan tertentu.

Tarif pajak baru tersebut akan digunakan sebagai acuan untuk pengukuran aset dan liabilitas pajak kini dan tangguhan untuk perusahaan-perusahaan dan bentuk usaha tetap di Indonesia termasuk yang relevan dalam Grup mulai tahun pajak 2020.

Tarif pajak yang digunakan oleh anak-anak perusahaan dan bentuk usaha tetap yang bergerak di bidang : (i) eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi di Indonesia tetap sama dengan tarif pajak yang berlaku pada tanggal efektif kontrak bagi hasil sampai berakhirnya masa kontrak; dan (ii) eksplorasi dan eksploitasi sumber daya panas bumi tetap sama dengan tarif pajak sesuai Keputusan Presiden No. 49/1991 dan Keputusan Menteri Keuangan No. 766/1992. Oleh karena itu, wajib pajak badan dalam negeri yang termasuk dalam Grup dan memenuhi kualifikasi tersebut tidak dapat menggunakan tarif pajak baru tersebut.

52. EVENTS AFTER THE REPORTING PERIOD (continued)

The Group is and will continue to closely monitor developments, assess and react to mitigate and prevent impacts on the financial position and operating results of the Group. Given the dynamic nature of these circumstances, the related impact on the Group's consolidated results of operations, cash flows and financial condition could not be reasonably estimated at this stage. When the impact can be reliably estimated, it will be reflected in the Group's consolidated financial statements for the relevant period.

xxix. On March 31, 2020, the Government issued a Government Regulation in lieu of the Law of the Republic of Indonesia Number 1 Year 2020 which stipulates, among others, reduction to the tax rates for corporate income tax payers and permanent establishments entities from previously 25% to become 22% for fiscal years 2020 and 2021 and 20% starting fiscal year 2022 and onwards, and further reduction of 3% for listed corporate income tax payers that fulfill certain criteria.

The new tax rates will be used as reference to measure the current and deferred tax assets and liabilities of relevant companies and permanent establishments within the Group starting fiscal year 2020.

The tax rates used by subsidiaries and permanent establishment that are engage in : (i) the exploration and production of oil and gas in Indonesia still remain the same as the tax rates applicable on the effective date of the production sharing contracts until the end of contract period; and (ii) the exploration and exploitation of geothermal energy resources still remain the same as the tax rate is in accordance with Presidential Decree No. 49/1991 and the Ministry of Finance Decree No. 766/1992. Thus, corporate income tax payers within the Group which meet the above qualifications would be unable to utilize such new tax rates.

53. PERSETUJUAN DAN OTORISASI PENERBITAN LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASIAN

Penerbitan laporan keuangan konsolidasian Grup telah disetujui dan disahkan oleh Direksi pada tanggal 19 Mei 2020.

53. APPROVAL AND AUTHORIZATION FOR THE ISSUANCE OF CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS

The issuance of the consolidated financial statements of the Group was approved and authorized by the Board of Directors on May 19, 2020.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL TBK DAN ENTITAS ANAKNYA
INFORMASI TAMBAHAN
Tanggal 31 Desember, 2019
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, Kecuali Dinyatakan Lain)
(Tidak Diaudit)

ESTIMASI CADANGAN

Informasi berikut mengenai kuantitas cadangan yang *proved developed*, *undeveloped* dan *probable reserves quantities* serta sumber daya kontinjen hanya merupakan estimasi, dan tidak dimaksudkan untuk menggambarkan nilai yang dapat direalisasikan atau nilai pasar yang wajar dari cadangan Grup. Grup menekankan bahwa estimasi cadangan secara bawaan tidak akurat. Sehubungan dengan hal tersebut, estimasi ini diharapkan dapat saja berubah bila tersedia informasi baru dikemudian hari. Terdapat berbagai ketidakpastian bawaan dalam mengestimasi cadangan minyak dan gas bumi, termasuk faktor-faktor yang berada di luar kendali Grup.

Informasi berikut atas kuantitas cadangan dan sumber daya diestimasi baik oleh tenaga ahli Grup, atau konsultan perminyakan independen yaitu Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI), Gaffney, Cline and Associates (GCA), RISC Operations Pty Ltd (RISC) dan ERC Equipoise Ltd (ERCE) ataupun berdasarkan estimasi oleh masing-masing operator blok. Prinsip teknik perminyakan dan definisi yang berlaku di industri atas kategori dan sub-klasifikasi cadangan *proved* dan *probable* serta sumber daya kontinjen dipergunakan dalam penyusunan pengungkapan cadangan dan sumber daya.

Manajemen berpendapat bahwa kuantitas cadangan di bawah ini merupakan estimasi yang wajar berdasarkan data geologi dan teknik yang tersedia.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL TBK AND ITS SUBSIDIARIES
SUPPLEMENTARY INFORMATION
As of December 31, 2019
(Expressed in United States Dollar, Unless Otherwise Stated)
(Unaudited)

RESERVES ESTIMATION

The following information on proved developed, undeveloped and probable reserves quantities as well as contingent resources are estimates only, and do not purport to reflect realizable values or fair market values of the Group's reserves. The Group emphasizes that reserves estimates are inherently imprecise. Accordingly, these estimates are expected to change as future information becomes available. There are numerous uncertainties inherent in estimating oil and natural gas reserves including many factors beyond the control of the Group.

The following information on the Group's reserves and resources quantities are estimated either by the Group's engineers, or by an independent petroleum engineering consultants, i.e., Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI), Gaffney, Cline and Associates (GCA), RISC Operations Pty Ltd (RISC) and ERC Equipoise Ltd (ERCE) or based on estimates by the operators of the respective blocks. Generally accepted petroleum engineering principles and definitions applied by the industry to proved and probable reserves categories and subclassifications as well as contingent resources were utilized in preparing the reserves and resources disclosures.

Management believes that the reserves quantities shown below are reasonable estimates based on available geological and engineering data.

ESTIMASI CADANGAN (lanjutan) / ***RESERVES ESTIMATION (continued)***

	Aset di Indonesia/ *Indonesian Assets*				Aset Internasional/ *International Assets* [3]		Jumlah/ *Total*		
	Wilayah Barat/ *West* [1]		Wilayah Timur dan Tengah/ *East and Central* [2]						
	Minyak/*Oil*	Gas	Minyak/*Oil*	Gas	Minyak/*Oil*	Gas	Minyak/*Oil*	Gas	Minyak dan Gas/ *Oil and Gas*
	mbbls	mmscf	mbbls	mmscf	mbbls	mmscf	mbbls	mmscf	mboe
Grup Cadangan *Proved*/ *Group Proved Reserves*									
Saldo awal 31 Desember 2018/ *Beginning Balance December 31, 2018*	**29.837**	**382.591**	**9.281**	**322.686**	**50.088**	**53.188**	**89.206**	**758.465**	**221.997**
Penemuan dan pengembangan/ *Discoveries and extensions*	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Revisi/ *Revisions* [4] [5]	2.746	(8.006)	-	687	742	-	3.488	(7.319)	10.431
Akuisisi dan divestasi/ *Acquisition and divestments* [6] [7]	(6.294)	(26.113)	527	103.548	18.316	17.545	12.549	94.980	29.460
Produksi/ *Production*	7.290	60.777	1.638	54.052	4.770	5.203	13.698	120.032	36.002
Saldo akhir 31 Desember 2019/ *Ending balance December 31, 2019*	**18.999**	**287.695**	**8.170**	**372.869**	**64.376**	**65.530**	**91.545**	**726.094**	**225.886**
Grup *Proved* dan *Probable*/ *Group Proved and Probable*									
Saldo awal 31 Desember 2018/ *Beginning balance December 31, 2018*	**42.025**	**410.971**	**11.477**	**329.886**	**83.676**	**84.020**	**137.178**	**824.877**	**281.727**
Penemuan dan pengembangan/ *Discoveries and extensions*	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Revisi/ *Revisions* [4] [5]	8.919	20.035	-	687	1.556	-	10.475	20.722	22.584
Akuisisi dan divestasi/ *Acquisition and divestments* [6] [7]	(11.556)	(34.731)	634	145.498	21.859	11.076	10.937	121.843	32.579
Produksi/ *Production*	7.290	60.777	1.638	54.052	4.770	5.203	13.698	120.032	36.002
Saldo akhir 31 Desember 2019/ *Ending balance December 31, 2019*	**32.098**	**335.498**	**10.473**	**422.019**	**102.321**	**89.893**	**144.892**	**847.410**	**300.888**

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL TBK DAN ENTITAS ANAKNYA
INFORMASI TAMBAHAN (lanjutan)
Tanggal 31 Desember 2019
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, Kecuali Dinyatakan Lain)
(Tidak Diaudit)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL TBK AND ITS SUBSIDIARIES
SUPPLEMENTARY INFORMATION (continued)
As of December 31, 2019
(Expressed in United States Dollar, Unless Otherwise Stated)
(Unaudited)

ESTIMASI CADANGAN (lanjutan) / *RESERVES ESTIMATION (continued)*

	Aset di Indonesia/ *Indonesian Assets*				Aset Internasional/ *International Assets* [3]		Jumlah/ *Total*		
	Wilayah Barat/ *West* [1]		Wilayah Timur dan Tengah/ *East and Central* [2]						
	Minyak/*Oil*	Gas	Minyak/*Oil*	Gas	Minyak/*Oil*	Gas	Minyak/*Oil*	Gas	Minyak dan Gas/ *Oil and Gas*
	mbbls	mmscf	mbbls	mmscf	mbbls	mmscf	mbbls	mmscf	mboe
Grup Sumber Daya Kontinjen/ *Group Contingent Resources*									
Saldo awal 31 Desember 2018/ *Beginning balance December 31, 2018*	**31.575**	**1.417.132**	**19.750**	**912.745**	**33.331**	**111.528**	**84.656**	**2.441.405**	**490.594**
Penemuan dan pengembangan/ *Discoveries and extensions*	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Revisi/ *Revisions* [4] [5]	1.052	(1.128.113)	-	-	13.518	11.610	14.570	(1.116.503)	(143.442)
Akuisisi dan divestasi/ *Acquisition and divestments* [6] [7]	(5.040)	(31.955)	6.370	408.100	948	3.025.529	2.278	3.401.674	595.816
Produksi/ *Production*	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo akhir 31 Desember 2019/ *Ending balance December 31, 2019*	**27.587**	**257.064**	**26.120**	**1.320.845**	**47.797**	**3.148.667**	**101.504**	**4.726.576**	**942.968**

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL TBK DAN ENTITAS ANAKNYA
INFORMASI TAMBAHAN (lanjutan)
Tanggal 31 Desember 2019
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, Kecuali Dinyatakan Lain)
(Tidak Diaudit)

ESTIMASI CADANGAN (lanjutan)

(1) Estimasi cadangan yang termasuk dalam aset di Indonesia. Wilayah Barat meliputi beberapa wilayah kerja, diantaranya *South Sumatera Extension,* Rimau, Lematang, Blok A dan Blok B.

(2) Estimasi cadangan yang termasuk dalam aset di Indonesia. Wilayah Timur dan Tengah meliputi beberapa wilayah kerja diantaranya Tarakan, Senoro-Toili, Simenggaris, Sampang, Bangkanai dan Madura.

(3) Estimasi cadangan yang termasuk dalam aset Internasional meliputi beberapa wilayah kerja, diantaranya Libya, Yaman, Thailand, Vietnam dan Tanzania.

(4) Taksiran cadangan Grup untuk Blok Rimau, dan South Sumatra berdasarkan Laporan Sertifikasi GCA per 31 Desember 2018, dengan hak partisipasi 100% sampai dengan Oktober 2019 dan 65% per November 2019 sampai dengan seterusnya. Untuk aset Internasional, taksiran cadangan Grup untuk Blok 9 - Yaman, direvisi dikarenakan penyesuaian hak partisipasi.

(5) Taksiran cadangan Grup untuk Blok A berdasarkan Laporan Sertifikasi GCA per 30 September 2019, dengan hak partisipasi 85%.

(6) Grup telah menyelesaikan proses penjualan terhadap Blok Novus, Amerika Serikat, dan Blok Bin Ber Tar-Tar (BBT), Tunisia, masing-masing pada bulan Februari 2019 dan November 2019, sehingga angka produksi dan cadangannya sudah tidak diperhitungkan.

(7) Grup melakukan akuisisi Ophir Energy Plc dimana wilayah kerjanya berlokasi di Indonesia yaitu Blok Sampang, Bangkanai dan Madura. Taksiran cadangan untuk ketiga blok tersebut berdasarkan Laporan Sertifikasi ERCE per 31 Desember 2018. Grup juga memperoleh aset internasional Ophir yang berlokasi di Thailand, Vietnam dan Tanzania.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL TBK AND ITS SUBSIDIARIES
SUPPLEMENTARY INFORMATION (continued)
As of December 31, 2019
(Expressed in United States Dollar, Unless Otherwise Stated)
(Unaudited)

RESERVES ESTIMATION (continued)

(1) The Group's reserves estimates of Indonesian assets. West Area include several working areas, such as South Sumatera Extension, Rimau, Lematang, Block A and Block B.

(2) The Group's reserves estimates of Indonesian assets. East and Central Area include several working areas, such as Tarakan, Senoro-Toili, Simenggaris, Sampang, Bangkanai and Madura.

(3) The Group's reserves estimates of International assets include several working areas, such as Libya, Yemen, Thailand, Vietnam and Tanzania.

(4) The Group's reserve estimates for Rimau Block, and South Sumatra were based on GCA Certification Report as of December 31, 2018, in accordance with Group's effective working interest by 100% until October 2019 and adjust to 65% as of November 2019 onwards. For the International asset, the Group's reserves estimates for Block 9 - Yemen, is revised due to adjustment of working interest.

(5) The Group's reserve estimates for Block A were based on GCA Certification Report as of September 30, 2019 with effective working interest of 85%.

(6) The Group has completed sales transaction of Block Novus, USA, and Block Bin Ber Tar-Tar (BBT), Tunisia, in February 2019 and November 2019, respectively, therefore, the production and reserves are no longer reported.

(7) The Group acquired Ophir Energy Plc where the working areas are located in Indonesia, namely Block Sampang, Bangkanai and Madura. Reserves estimates for those three blocks were based on ERCE Certification Report as of December 31, 2018. The Group also acquired Ophir's international assets where working areas are located in Thailand, Vietnam and Tanzania.

www.medcoenergi.com

MEDCOENERGI

PT Medco Energi Internasional Tbk

Gedung The Energy, Lt. 53
SCBD Lot 11A
Jl. Jend. Sudirman
Jakarta 12190, Indonesia
Tel. (62-21) 2995 3000
Fax. (62-21) 2995 3001

www.medcoenergi.com